

Grado Universitario en Tecnologías Industriales
Curso 2017-2018

Trabajo Fin de Grado

Plan de Viabilidad de una Central Hidroeléctrica

Jaime Alesanco Solís

Tutor

José Blanco Alonso

Madrid, 19 de Julio de 2018



[Incluir en el caso del interés de su publicación en el archivo abierto]

Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**

Índice

1. Resumen Ejecutivo.....	1
2. Introducción.....	3
2.1. Objeto.....	3
2.2. El Embalse de Belesar.....	3
2.3. Antecedentes del Proyecto.....	6
2.4. Modificación del caudal ecológico del río Miño.....	9
2.5. Definición de alternativas y justificación de la construcción de CH Belesar IV	10
3. Estudio del Mercado.....	13
3.1. Funcionamiento del Mercado Eléctrico en España.....	13
3.2. Análisis del Entorno.....	16
3.2.1. Análisis PEST.....	16
3.2.2. Análisis de las fuerzas competitivas de Porter.....	19
3.3. Subastas Energéticas en España.....	21
3.3.1. Subasta IFER de Julio de 2017.....	23
3.3.2. Reglas de la Subasta.....	24
3.3.3. Cálculo del Sobrecoste Unitario Marginal.....	24
3.3.4. Conclusión de la Subasta.....	25
4. Descripción Técnica de la Instalación.....	27
4.1. Equipos Electromecánicos.....	27
4.2. Obra Civil.....	28
4.3. Planificación del Proyecto.....	31
4.4. Estimación de los Costes.....	34
5. Estudio Económico de la Subasta.....	37
5.1. Introducción.....	37
5.2. Resultados de la Subasta IFER Julio 2017.....	38
5.3. Cálculo de la Reducción sobre el Valor Estándar de la Central.....	38
5.4. Justificación de llevar el Proyecto a la subasta.....	41
6. Descripción Comercial.....	43
6.1. Definición del producto.....	43
6.2. Estrategia de precios.....	43
6.3. Previsión de ventas.....	44
7. Estudio Económico Financiero.....	47
7.1. Introducción.....	47
7.2. Datos de partida.....	48
7.3. Modelo Económico Financiero.....	52
7.3.1. Cuenta de Resultados y flujos de caja.....	52
7.3.2. Balance del Proyecto.....	54

7.4. Análisis de los resultados obtenidos.....	58
7.4.1. La TIR y el VAN.....	58
7.4.2. El ROE y el ROA.....	60
7.4.3. Sensibilidad a los parámetros.....	61
7.4.3.1. Inversión.....	62
7.4.3.2. Precio de la Energía.....	64
7.4.3.3. Costes de Explotación.....	66
7.4.4. Estudio de los distintos escenarios.....	68
7.4.4.1. Escenario pesimista.....	69
7.4.4.2. Escenario optimista.....	71
8. Análisis de riesgos.....	73
8.1. Identificación y control de riesgos.....	73
8.2. Riesgos de planificación.....	74
8.3. Riesgos de rentabilidad.....	74
8.3.1. Cantidad de energía vendida.....	74
8.3.2. Precio de la energía.....	75
8.3.3. Costes anuales del proyecto.....	75
9. Estudio Legal.....	77
9.1. Declaración de Impacto Ambiental.....	77
10. Conclusiones.....	80
11. Propuesta de próximos pasos.....	85
12. Bibliografía.....	87

Anexo A: Amortizaciones de los equipos de la central

Anexo B: Cuenta de resultados y flujos de caja en el escenario pesimista

Anexo C: Cuenta de resultados y flujos de caja en el escenario optimista

Índice de Figuras

Fig. 2.1: Situación del Embalse de Belesar.....	5
Fig. 2.2: Niveles históricos del embalse de Belesar.....	5
Fig. 2.3: Foto actual del embalse de Belesar.....	6
Fig. 2.4: Partes de una C.H.....	8
Fig. 2.5: Esquema general de una central de bombeo.....	8
Fig. 2.6: Vista de Belesar II y posible emplazamiento de Belesar IV.....	11
Fig. 3.1: Agentes del mercado eléctrico español.....	13
Fig. 3.2: Casación de precios en el pool.....	15
Fig. 3.3: Crecimiento del PIB español en los últimos 3 años.....	17
Fig. 3.4: Demanda energética peninsular desde 2012.....	18
Fig. 4.1: Determinación del tipo de turbina.....	27
Fig. 4.2: Plano de obras de CH Belesar IV.....	29
Fig. 4.3: Perfil transversal de la casa de máquinas de CH Belesar IV.....	30
Fig. 6.1: Ingresos totales en vida útil. Escenarios pesimista, optimista y realista.....	45
Fig. 7.1: Distribución de los costes de explotación de una central.....	50
Fig. 7.2: Evolución de la TIR durante la explotación de la central.....	58
Fig. 7.3: Evolución del VAN durante la explotación de la central.....	59
Fig. 7.4: Evolución del ROE.....	60
Fig. 7.5: Evolución del ROA.....	61
Fig. 7.6: Sensibilidad de la TIR a la inversión.....	63
Fig. 7.7: Sensibilidad del VAN a la inversión.....	64
Fig. 7.8: Sensibilidad de la TIR al precio de la energía.....	65
Fig. 7.9: Sensibilidad del VAN al precio de la energía.....	66
Fig. 7.10: Sensibilidad de la TIR a los costes de explotación.....	67
Fig. 7.11: Sensibilidad del VAN a los costes de explotación.....	68
Fig. 8.1: Valoración de los riesgos del proyecto.....	74

Índice de Tablas

Tabla 1: Caudales totales y disponibles para CH Belesar IV.....	10
Tabla 2: Parámetros para determinar el tipo de turbina de la central.....	27
Tabla 3: Diagrama de Gantt del proyecto.....	33
Tabla 4: Desglose del coste del proyecto de CH Belesar IV.....	35
Tabla 5: Valores de los parámetros retributivos de la subasta de 2017.....	37
Tabla 6: Resultados de la asignación del régimen retributivo específico en la subasta IFER de Julio 2017.....	38
Tabla 7: Promedio mensual del precio del MWh en 2017.....	48
Tabla 8: Parámetros de inversión.....	51
Tabla 9: Cuenta de resultados y flujos de caja del proyecto.....	57
Tabla 10: Análisis de sensibilidad a la inversión.....	63
Tabla 11: Análisis de sensibilidad al precio de la energía.....	65
Tabla 12: Análisis de sensibilidad a los costes de explotación.....	67
Tabla 13: Resumen del escenario pesimista.....	70
Tabla 14: Resumen del escenario optimista.....	71

1. Resumen Ejecutivo

En el siguiente trabajo se estudia la viabilidad de la C.H. de Belesar IV. Se trata de un proyecto que surge como respuesta a un aumento del caudal ecológico del río Miño, lo cual produce un exceso de agua en la presa de Belesar que no puede ser turbinado por las centrales ya existentes, operadas por el grupo Gas Natural Fenosa.

Debido al crecimiento actual de la economía española, el cual conlleva un aumento de la demanda energética y a las condiciones del sector de la generación eléctrica del país, la inversión reforzaría la posición de GNF como una de las grandes empresas del sector.

Teniendo en cuenta condiciones como el caudal y del salto de agua de la presa, se ha determinado que la configuración de la central será una turbina Francis de 15,6 MW, la cual generará un total de 40,08GW/año, repartidos durante los meses de enero a junio. La totalidad de la obra se realizará en un periodo de dos años.

Además, se ha llegado a la conclusión de que el proyecto se presentará a la próxima subasta de energías renovables, la cual conlleva una serie de beneficios como establecer un precio suelo a la venta de energía. Esto garantiza la rentabilidad de la central en caso de producirse una bajada continuada de los precios de la energía. Adicionalmente, la subasta también fija un plazo concesión de 25 años sin necesidad de renovarlo durante ese periodo.

El estudio económico-financiero del proyecto ha resultado favorable, una vez analizada la inversión, y siendo esto complementado por un análisis de sensibilidad. Para aportar un mayor realismo al análisis, consideramos tres escenarios distintos realizando modificaciones a los principales parámetros que afectan a la central (precio de venta de la energía, coste de la obra...). Los diversos índices económicos calculados han resultado positivos incluso en los escenarios desfavorables, como se puede comprobar a continuación:

- Escenario Pesimista: obtuvimos una TIR del proyecto superior a la tasa de descuento (6,88% frente a 6,4%) y un VAN de 0,55 millones de euros.
- Escenario Neutro: La TIR del proyecto alcanza el 10,59%, y el VAN obtenido los 4,05 millones de euros.
- Escenario optimista: La TIR llega al 13,42% y el VAN del proyecto es de 8,6 millones de euros.

Se ha llevado a cabo un análisis de los riesgos más relevantes ante los que nos enfrentamos para realizar el proyecto. De entre ellos cabe destacar el precio de la energía en el mercado intradiario, cuyas fluctuaciones producen fuertes variaciones en los análisis de rentabilidad. Por tanto, consideramos que la conveniencia de presentar este proyecto a subasta es alta, ya que nos garantiza unos índices económicos para el proyecto incluso con fluctuaciones del precio de la energía de más del 20%.

Por último, realizamos un estudio legal en el que analizamos los requisitos necesarios para conseguir el permiso medioambiental para la construcción del proyecto en Galicia. Debido al carácter ecológico del proyecto, que se sustenta en la modificación del caudal ecológico del río, consideramos que el impacto medioambiental no solo es mínimo, sino que es positivo.

Por todos estos motivos, consideramos que se trata de un proyecto de alto valor en el cual se recomienda la inversión por parte del grupo GNF.

2. Introducción

2.1. Objeto

El siguiente documento plantea la viabilidad Técnico-Económica de la Central Hidroeléctrica de Belesar IV, situada en el embalse de Belesar. Más concretamente, estudiaremos la sostenibilidad de dicha central dentro del contexto de la subasta energética de fuentes renovables de Julio de 2017, y el precio del MWh allí establecido. Para elaborar dicho estudio, nos basaremos en: un estudio del mercado eléctrico español, las necesidades del mismo, su funcionamiento además de un análisis del sistema de subastas español. A la vez, analizaremos sucintamente las capacidades técnicas de nuestra central, para poder tener un conocimiento de su calidad y poder evaluarla económicamente.

2.2. El Embalse de Belesar

Este embalse se abastece principalmente del río Miño, cuya parte española de la cuenca tiene una longitud de 307km, sirviendo además como frontera entre España y Portugal en sus últimos 76km. Las precipitaciones en el río tienen un amplio rango de variación, oscilando en un intervalo de entre 700-1900 mm/año. La cuenca española del río tiene una aportación media de $8.285 \text{ hm}^3/\text{año}$, con aportaciones máximas de $12.899 \text{ hm}^3/\text{año}$ y mínimas de $1.332 \text{ hm}^3/\text{año}$ [1]. Esto lo convierte en uno de los ríos más caudalosos de España, solo por detrás de Duero, el Ebro y el Tajo.

En la cuenca española del Miño, la presencia de grandes embalses ha cambiado tanto la dinámica de erosión como el clima. Esto se debe a que las grandes masas de agua almacenada aumentan la humedad, favoreciendo así las inversiones térmicas. Esto refuerza la importancia que tiene el propio río, así como la de sus embalses.

No existen condiciones Hidrogeológicas de importancia, este hecho junto con los altos niveles de pluviometría permite determinar que los recursos hídricos superficiales son claramente superiores a los subterráneos. Posee un índice notable de

precipitación, siendo su alimentación más abundante en invierno. Entre la primavera y el otoño se reparte la mayor parte de las lluvias que sufren un descenso en verano, aunque sin llegar de tratarse de un verdadero estiaje.

La finalidad del aprovechamiento de este río es múltiple: se usa tanto como para aprovechamiento hidroeléctrico (más de 727MW de potencia instalados, repartidos a lo largo de centrales hidroeléctricas en cinco embalses distintos) como para la regulación de las cuencas del mismo. Además, también sirve para laminar las avenidas y por último con finalidades recreativas.

El sistema de embalses que constituyen el río Miño son los siguientes: Belesar, Los Peares, Velle, Castrelo y Frieira, siendo el primero el mayor de todos ellos. El embalse de Belesar pertenece a la Confederación Hidrográfica del Miño-Sil. La demarcación Hidrográfica de esta Confederación comprende las cuencas de los ríos Miño, Sil y la parte española de la cuenca del río Limia. En su totalidad, cubre una superficie de 17.717 km^2 y afecta a una población estimada de 835.000 habitantes en tres Comunidades Autónomas; Galicia, Castilla y León y Asturias [2].

Esta confederación está adscrita al ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente del Gobierno de España. Tiene las siguientes funciones: la planificación hidrográfica de los recursos además de la gestión de los mismos en la cuenca de los ríos mencionados con anterioridad; la concesión de derechos de explotación de los recursos acuíferos, la construcción y planeamiento de infraestructuras hidráulicas y la gestión ambiental de la zona que le corresponde. Dentro de la gestión medioambiental, la Confederación ha de prestar especial atención a la preservación de los recursos y a la calidad del agua.

El embalse de Belesar se encuentra en el término municipal de Chantada, en Lugo. Fue construido en 1963 en el río Miño. Se trata de un embalse artificial con una capacidad de $654,5 \text{ hm}^3$ y una cola de embalse de unos 50km, lo que le convierte en el embalse más grande de este río y de Galicia.



Fig. 2.1: Situación del Embalse de Belesar

Esta gran capacidad de almacenamiento junto con el salto de la presa lo convierten en un emplazamiento privilegiado para la construcción de una Central Hidroeléctrica. Además, como podemos comprobar, goza históricamente de unos niveles de capacidad cercanos al 100%, aunque actualmente la tendencia actual sea decreciente.

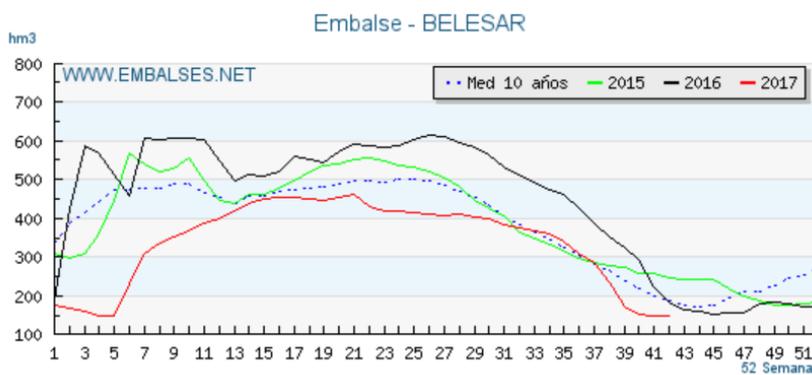


Fig. 2.2: Niveles históricos del embalse de Belesar (embalses.net [3])

Belesar se creó para abastecer una central hidroeléctrica que es operada en la actualidad por Gas Natural Fenosa, conocida como C.H. Belesar, de 225MW y fue en su momento el mayor de España. Actualmente, el embalse cuenta con otra central hidroeléctrica, Belesar II, de caudal ecológico, y en estudio una central hidroeléctrica de bombeo, Belesar III, con una potencia instalada de 20,8MW y 209,3MW, respectivamente.

El salto de Belesar fue inaugurado en septiembre de 1963 con el objetivo de aumentar la producción hidroeléctrica de Galicia. La obra duró cinco años y empleó a más de

2000 personas de forma simultánea. La presa fue ideada por Luciano Yordi de Carricarte y es del tipo bóveda de doble curvatura, con 129 metros de altura por 500 metros de longitud en coronación.



Fig. 2.3: Foto actual del embalse de Belesar IV

2.3. Antecedentes del Proyecto

El embalse de Belesar tiene un alto potencial hidroeléctrico, tanto por su capacidad y caudal como por la altura de su salto. Por ello, ha habido múltiples proyectos constructivos para conseguir aprovechar al máximo este potencial. Actualmente hay dos Centrales Hidráulicas en funcionamiento en el embalse: C.H. Belesar I y Belesar II y una tercera proyectada, Belesar III.

Como se ha dicho con anterioridad el pantano de Belesar fue construido con el objetivo principal de aprovechar su potencial hidroeléctrico. Por lo tanto, la construcción y puesta en marcha de la primera central del embalse fue en paralelo a la construcción del embalse.

C.H. Belesar I es una central subterránea, situada al margen derecho de la presa. Sus dimensiones son 70m de longitud, 20m de ancho y 42m de altura, las suficientes para permitir el paso a maquinaria de mayor envergadura. La Central tiene tres turbinas Francis de eje vertical, con un caudal por grupo de $67 \text{ m}^3/\text{s}$ y cuando fue construida contaba con una potencia instalada de 225MW.

A pesar de haber estado en funcionamiento más de 50 años, la Central ha sido continuamente modernizada por lo que se encuentra equipada con la última tecnología tanto en turbinas como en sistemas telemáticos. Sus tres turbinas fueron cambiadas recientemente, lo que le ha permitido ser más sostenible desde un punto de vista medioambiental al incrementar su potencia a 297MW utilizando el mismo caudal que utilizaba previamente.

En el año 2000 se firmó un pacto ambiental entre Gas Natural Fenosa y la Xunta de Galicia que tenía como objetivo recuperar el tramo del río entre la presa de Belesar y el punto de descarga de la C.H. Belesar I. Para realizar esto se liberó parte del caudal a pie de presa y se decidió instalar un nuevo aprovechamiento con un marcado carácter ambiental, la C.H Belesar II.

Esta instalación garantizaba la aportación del caudal ecológico exigido por parte de la Xunta, además de ayudar a reducir los vertidos de la presa en época de avenidas. Su construcción empezó en 2011 y terminó en 2013, y su diseño está enfocado a la sostenibilidad y energética. La central fue construida en caverna y para hacerla fue necesario excavar más de 25 metros hasta alcanzar niveles inferiores a la cota de agua en el Miño para la correcta implantación de las turbinas.

Belesar II tiene dos turbinas tipo Francis de eje vertical con una capacidad de turbinación de un caudal de $10 \text{ m}^3/\text{s}$ para un salto de 120 metros, con las cuales se consigue una potencia de generación de 20,8MW entre los dos grupos. Al igual que Belesar I esta central se encuentra totalmente automatizada y su Centro de Control se sitúa en Batundeira, al igual que Belesar I.

Esta central fue ideada desde una perspectiva de sostenibilidad medioambiental. Esto se puede comprobar en la descarga del caudal al río, que se produce a unos 200 metros de la presa y a la altura de la misma. De este modo se consigue una lámina de agua que alcanza la misma presa, evitando que ningún tramo del río se quede sin circulación de agua.

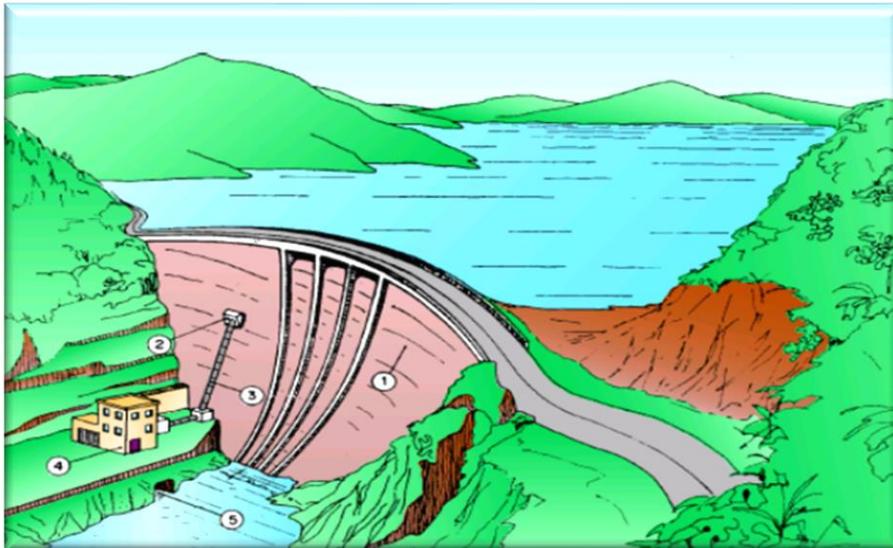


Fig. 2.4: (1) Embalse, (2) Conducción (3) Salto (4) C.H. Belesar II (5) Descarga de la Central (J.J. Garcia [4])

Por último, C.H. Belesar III es una central reversible proyectada por GNF y en fase de aprobación administrativa. Las centrales reversibles, también conocidas como centrales de turbinación/bombeo necesitan dos embalses situados a cotas significativamente diferentes unidos mediante un túnel a presión con turbinas reversibles, es decir, que puedan funcionar también como bombas. Para su construcción, se utilizará el embalse de Belesar como embalse superior y el de Los Peares (el segundo embalse más grande del Miño) como inferior.



Fig. 2.5: Esquema General de una Central de Bombeo (Global Electricity [5])

De esta manera, en las horas de mayor demanda, la central turbinaría el agua del embalse superior a inferior generando electricidad, mientras que en las horas de menor demanda o cuando se produzcan excedentes en el sistema se bombearía el agua de vuelta. De este modo, la central permite almacenar la energía excedente de producción y reintroducirla a la red en horas de mayor demanda

En esta central se instalarán dos turbinas Francis de eje vertical de 104,65MW de potencia nominal cada una, sumando así una potencia instalada en la Central de 209,3MW con un salto neto de 131,4 m. El caudal de turbinación será de $90\text{m}^3/\text{s}$ por grupo. Cuando funcione como una central de bombeo, su caudal máximo será de $84\text{m}^3/\text{s}$ con una potencia de 105.8MW por grupo.

2.4. Modificación del caudal ecológico del río Miño

Como ya hemos visto, la Confederación Hidrológica del Miño-Sil es la responsable de la planificación de los recursos hidrológicos del Miño, además de regular la concesión de derechos de explotación de recursos acuíferos en el mismo. Esta confederación define el caudal ecológico como: “... *el valor de caudal que en un momento dado debe mantenerse en un tramo de río sometido a algún tipo de regulación, con el fin de asegurar un nivel de funcionalidad aceptable de los ecosistemas fluviales, asumiendo que dicho caudal determina, en última instancia, la habilidad o capacidad del medio para favorecer el desarrollo de las distintas comunidades*” [6].

El caudal ecológico define por tanto el caudal mínimo que ha de tener el río en todo momento para mantener la integridad biológica de los ecosistemas asociados al mismo, garantizando un nivel de funcionalidad aceptable. En el momento de la construcción de la central Belesar II, la Confederación fijó el caudal ecológico del río en $10\text{m}^3/\text{s}$. Para evitar problemas, en el momento de diseño se estableció un

coeficiente de seguridad de 2 para el caudal máximo de Belesar II, que finalmente fue de $20 \text{ m}^3/\text{s}$.

El nuevo Plan Hidrológico agrupa los caudales mínimos trimestralmente para ser coherente con los acuerdos del convenio de Albufeira, que también contempla estos intervalos. Los caudales disponibles quedan reflejados en la siguiente tabla de acuerdo con este nuevo plan:

Tabla 1: Caudales totales y disponibles para CH Belesar IV (Gas Natural Fenosa)

CAUDALES	oct-dic	ene-mar	abr-jun	jul-sep
Disponible (m^3/s)	15,36	35,86	25,31	7,04
Excedente (m^3/s)	-	15,86	5,31	-

Como podemos comprobar en la Tabla 1, el nuevo caudal ecológico implica que una mayor cantidad de agua debe de salir de la presa en todo momento. El objetivo de este presente trabajo es encontrar la solución óptima para aprovechar este caudal excedente y transformarlo en electricidad.

2.5. Definición de alternativas y justificación de la construcción de CH Belesar IV

Teniendo en cuenta el caudal máximo de CH Belesar II, el nuevo caudal ecológico establecido por la confederación hidrográfica del Miño-Sil implica que nos quede un excedente que no podría ser turbinado por las centrales existentes.

Para solucionar este problema, existen dos posibles alternativas: En primer lugar, la primera opción barajada fue la de cambiar los elementos electromecánicos de la C.H.

Belesar II y repotenciarla para que fuese capaz de hacer frente a este excedente. Esto implica que habría que deshacerse de la turbina y demás del equipo electromecánico, encargar una nueva turbina e instalarla en la casa de máquinas de CH Belesar II.

Si tenemos en cuenta que el equipo electromecánico de una minicentral hidroeléctrica de características similares a las nuestras supone alrededor de un 50% del coste [Tabla 3], que el periodo de amortización de este equipo es de unos 25 años, y que CH Belesar II lleva en funcionamiento desde 2013 (por lo que les restarían unos 20 años de uso a las turbinas), entendemos que esta solución carece de sentido. Si a esto le sumamos que, mientras que se produce el cambio de turbinas (lo cual puede tardar meses) la central no estaría en funcionamiento entendemos que es necesario encontrar una solución alternativa.

La segunda alternativa estudiada es la construcción de una nueva central, la CH Belesar IV. Esta central se encargaría de turbinar el exceso de caudal ecológico no aprovechable por CH Belesar II. La toma que abastecería a CH Belesar IV se crearía mediante un injerto en la tubería de carga de Belesar II.

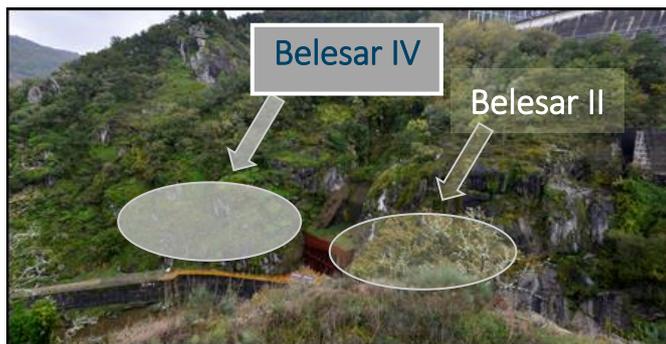


Fig. 2.6: Vista de CH Belesar II y posible emplazamiento de CH Belesar IV (Gas Natural)

Como podemos comprobar, el caudal ecológico solo supera los $20 \text{ m}^3/\text{s}$ dos trimestres al año, que sería el periodo de funcionamiento de la CH Belesar IV. Su

caudal nominal sería $15,86m^3/s$, lo que unido a un salto bruto de 119m proporcionaría una potencia de 15,6 MW. Esto equivale a una aportación de energía neta al sistema de 40,08 GWh/año. Adicionalmente, esta central serviría de grupo de reserva de CH Belesar II cuando esta última se encuentre en mantenimiento o fuera de servicio.

Todos estos motivos justifican de sobra el estudio del proyecto, ya que estimamos que se trata de la solución óptima desde un punto de vista técnico. Más adelante se hará un breve análisis técnico del proyecto que tiene como objetivo complementar la información que aquí se encuentra.

Una vez llegamos a la conclusión de que la mejor alternativa es la construcción de una nueva central, debemos plantearnos cómo la llevaremos a cabo y si es viable desde un punto de vista económico. Los siguientes puntos de este trabajo tienen como objetivo tanto contextualizar el entorno dónde se llevaría a cabo el proyecto como valorar todos los aspectos relevantes al mismo para responder a esta pregunta.

3. Estudio del Mercado

3.1. Funcionamiento del Mercado Eléctrico en España

El mercado eléctrico español se compone de todos los mercados dónde se negocia la compra y la venta de energía eléctrica dentro de la red peninsular española. Dentro de este mercado hay cuatro tipos de actividades posibles: Generación, comercialización, transporte y distribución. Las dos primeras se encuentran parcialmente liberalizadas, mientras que las otras se encuentran reguladas debido a la existencia de un monopolio natural además de requerir autorizaciones y supervisión administrativa. La generación de energía a partir de fuentes renovables se encuentra sometida a un régimen regulatorio ya que goza de ciertos subsidios.

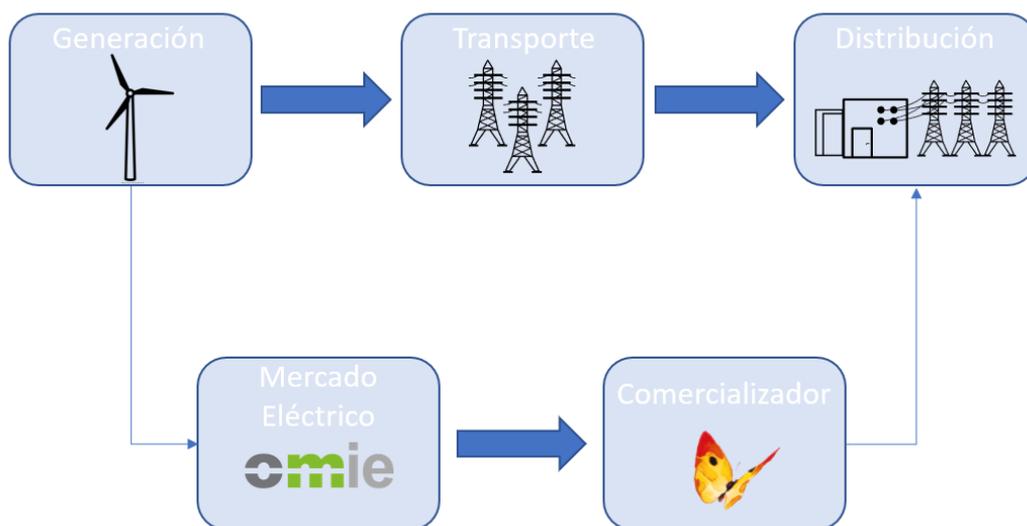


Fig. 3.1: Agentes del mercado eléctrico español (Elaboración Propia)

Dentro de los mercados de electricidad encontramos dos tipos principales: los mayoristas, dónde se distribuye en torno al 60% de la energía y los minoristas, en los que se reparte el resto. El mercado eléctrico mayorista principal de la península ibérica es el MIBEL, o Mercado Ibérico de la Electricidad. Los mercados más importantes dentro del MIBEL son de carácter organizado, lo que quiere decir que en ellos los compradores y los vendedores negocian a través de una sociedad. Son particularmente

relevantes el *Operador del Mercado Ibérico Española*, u OMIE y el *Operador del Mercado Ibérico Portugués*, también conocido como OMIP.

De entre todos los mercados organizados destaca el mercado diario, gestionado por OMIE. En él, a las 00:00 horas se fija el precio de la electricidad de las 24 horas del día siguiente. El precio es el “precio de mercado” por excelencia, ya que se establece por un cruce de la oferta y la demanda a través del algoritmo EUPHORIA. Este algoritmo tiene como objetivo maximizar el Welfare (beneficio global de compradores y vendedores) y optimizar el funcionamiento de los generadores. Además de todo esto, EUPHORIA también optimiza el uso de la capacidad disponible en las interconexiones fronterizas, es decir coordina la importación y exportación de la energía a redes extranjeras como la francesa, la marroquí y la portuguesa en el caso de España.

En el mercado diario o Pool se dan cita los agentes de compra, y sus ofertas se atienden hasta que se satisface por completo la demanda. Los agentes presentan tanto las ofertas de compra como las de venta que se organizan por el precio de MWh o megavatio hora. El mercado casa a un precio que garantiza que todas las ofertas aceptadas tengan un precio igual o menor que la última aceptada y que la cantidad de compra sea igual de la de venta. Este mercado tiene un carácter marginalista, es decir que el precio de venta se fija por la última de las ofertas aceptadas o lo que es lo mismo, la más cara de todas ellas. Esto implica que toda la energía que se vende a una hora en el Pool tenga el mismo precio.



Fig. 3.2: Casación de precios en el pool (E. Vaquero [7])

Uno de los problemas que surgen de este tipo de mercados marginalista es que permite a muchos generadores de energía, como las centrales nucleares, ofertar la energía a un valor prácticamente nulo debido al bajo coste que tiene el combustible. Al ofertar a un precio muy bajo consiguen vender su energía generada siempre, y al precio unificado del mercado (que suele rondar en torno a los 50EUR/MWh). Cabe destacar que las fuentes renovables ven los ingresos que obtienen al vender su energía en el mercado complementados por una remuneración establecida. Esto se debe a que al tratarse de fuentes limpias se intenta fomentar su uso, pero al ser tecnologías más recientes son más ineficientes a la hora de generar energía.

Una vez se ha cubierto la demanda en el Pool, el operador del sistema (Red Eléctrica Española) ha de dar su validación desde un punto de vista de viabilidad técnica. Este plan puede no ser posible por restricciones físicas como por ejemplo el límite de evacuación de ciertas centrales. En este proceso se asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte. Por este motivo, los resultados sufren pequeñas variaciones (entre el 4-5% de la energía) para dar lugar a un programa diario viable.

Tras el mercado diario los agentes también pueden comprar y vender energía en el mercado intradiario. Este mercado tiene lugar unas horas antes del tiempo real en seis sesiones diarias. Aquí se ajusta la estimación de la demanda más precisamente, debido

a que la previsión de la misma es más certera y a que se tienen en cuenta otros motivos como incidencias técnicas imprevistas en el momento del Pool. De este modo se permite a los agentes reajustar sus compromisos de compra y de venta. Las condiciones del mercado son las mismas que las del Pool y tanto el volumen como el precio de la energía se determinan por la intersección entre ofertantes y demandantes.

3.2. Análisis del Entorno

Hasta este momento nos hemos dedicado a describir el funcionamiento del sector eléctrico español. En el presente apartado analizaremos con más profundidad este entorno para averiguar si este es favorable para realizar nuestro proyecto.

Para ello realizaremos un análisis externo del sector, utilizando para ello dos herramientas: el análisis PEST, para el entorno general, y el análisis de las 5 fuerzas de Porter, que se centra en el entorno específico.

3.2.1. Análisis PEST

El análisis PEST nos ayudará a definir con mayor precisión el entorno en el que se sitúa el sector eléctrico en España. Para ello estudiaremos 4 factores: político-legales, económicos, sociales y tecnológicos.

- Factores político-legales: Dentro de estos factores cabe destacar la Ley 54/1997, la cual marcó el inicio de la liberalización del sector eléctrico, permitiendo la participación de terceros en las actividades de generación y comercialización. Además, en ella se establece la existencia de un mercado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública del Estado en el sistema. Esta ley quedó derogada por la ley 24/2013, la cual tiene como objetivo: “establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico,

todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna”.

- Factores económicos: Según el Instituto Nacional de Estadística (INE), la economía española creció en 2017 por cuarto año consecutivo, en los que los tres últimos el PIB creció en más de un 3% [8].

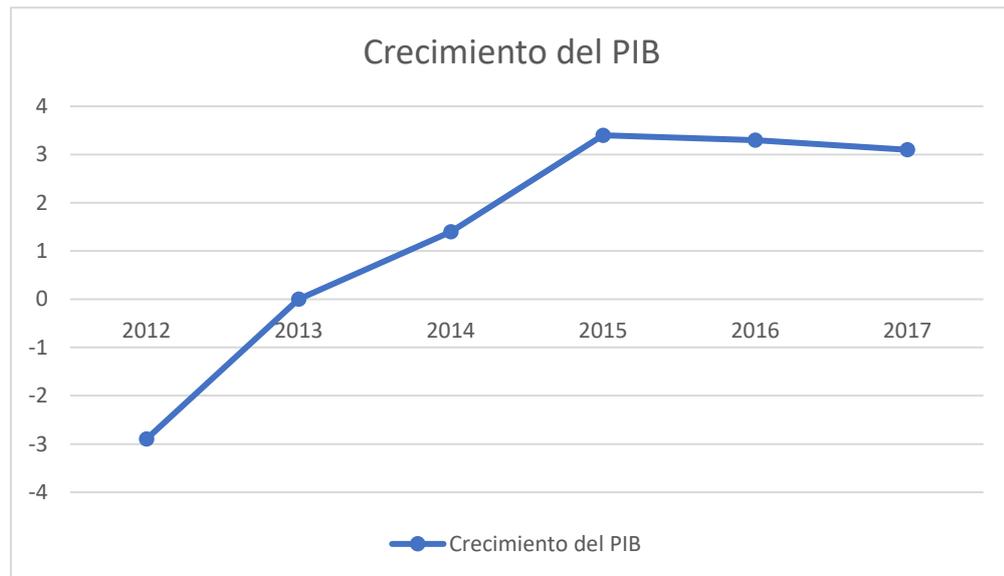


Fig 3.3: Crecimiento anual del PIB español en los últimos 6 años (Elaboración propia a partir de los datos del Instituto Nacional de Estadística)

Según el Banco de España, las proyecciones para los tres próximos años también son positivas, y se sitúan por encima de los 2 puntos para cada uno de ellos [9].

- Factores socio-culturales: Los factores socioculturales se definen como aquellos que: “recogen tanto las creencias, valores, actitudes y formas de vida de las personas que forman parte de la sociedad en la que se enmarca la empresa como las diferentes condiciones culturales, ecológicas, demográficas, religiosas, educativas y étnicas del sistema social en su conjunto.” [10]

Dentro del sector eléctrico español, la demanda de electricidad ha crecido en los últimos años. Esto se debe principalmente al crecimiento de la economía española en los últimos años. Según los datos de la REE (Red Eléctrica Española), la demanda eléctrica peninsular se situó en 2016 en 250.266 GWh, lo que supuso un aumento del 0,8% frente al año anterior.

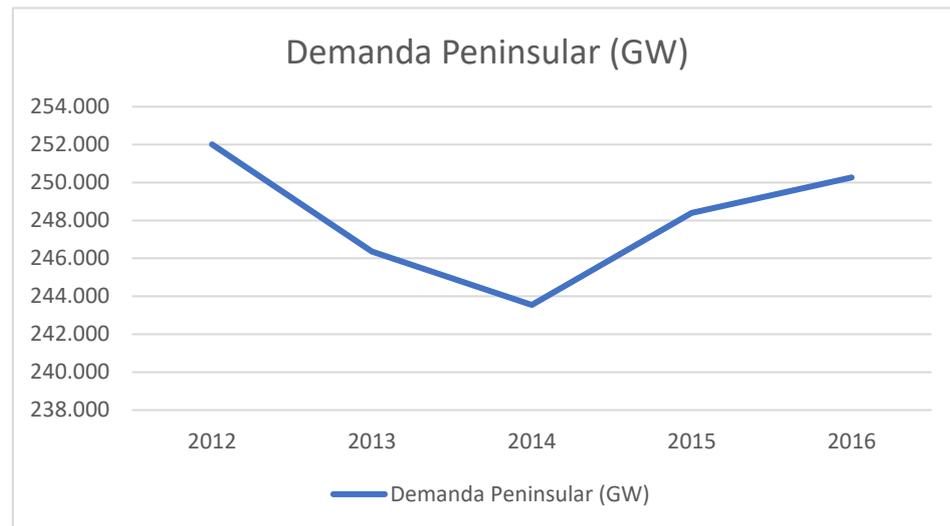


Fig 3.4: Demanda Energética Peninsular desde 2012

Por último, desde un punto de vista social cabe destacar el compromiso de las empresas españolas con el medioambiente, que buscan cada vez más minimizar su impacto medioambiental. Una de las formas en las que pretenden lograr esto es mediante el uso de energía proveniente de fuentes de energía renovables. Según REE, en 2017 el 41,1% de la producción eléctrica procedió de fuentes renovables lo que supone un aumento del 4,2% anual, lo que se explica en parte por el mayor compromiso ambiental de la sociedad española en su conjunto.

- **Factores tecnológicos:** Dentro de los factores tecnológicos del sector energético español destaca el auge de las tecnologías renovables en los últimos años, y más concretamente de las fuentes de generación eólicas y solares. Debido a las distintas medidas del Estado, como las subvenciones a estas tecnologías dadas a través de subastas energéticas, las fuentes de

generación renovables han pasado de suponer el 20,3% de la generación eléctrica a 2009 al 30,1% en 2017 [11].

Debido a la inversión en estas fuentes de energía, su rendimiento ha crecido a un ritmo pasmoso, lo cual ha conseguido que estas tecnologías, que en un principio no eran rentables, lo sean actualmente.

3.2.2. Análisis de las fuerzas competitivas de Porter

Lo siguiente que haremos será un análisis del entorno específico, valiéndonos para ello del análisis de las cinco fuerzas de Porter. Este análisis evalúa el atractivo de una industria en función de las oportunidades y amenazas de la misma. Las cinco fuerzas que analizaremos son las siguientes:

- Intensidad de la competencia actual: Lo primero que hemos de determinar es el número de competidores dentro del sector eléctrico. En el entorno de generación, a pesar de ser un negocio liberalizado, el número de competidores es relativamente bajo. De hecho, todos los operadores que han intentado entrar en el sector en los últimos años han acabado saliendo del país (EDF, RWE, E-ON) [12].

Otro factor a tener en cuenta a la hora de evaluar la competencia dentro del sector es medir la diferenciación del producto de las distintas entidades en el sector de generación. Se puede observar con facilidad cómo el producto final es idéntico en todas ellas, y lo único que varía de unas a otras es la tecnología con la que es producido.

- Amenaza de nuevos competidores: La liberalización de la actividad de generación desde la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y sus consecuentes transformaciones del marco regulador tenían como objetivo fomentar la competencia entre las empresas. Sin embargo, la naturaleza de esta actividad tiene ciertas características que dificultan la consecución de este objetivo.

Las barreras de entrada del sector, que son aquellas que reducen la amenaza de potenciales nuevos agentes al mercado, tienen por lo tanto una gran relevancia en nuestro análisis. En el sector eléctrico hay una gran cantidad de barreras de entrada, como por ejemplo la alta probabilidad de que existan costes imprevistos a la hora de construir las instalaciones o el largo periodo de retorno de las inversiones. A esto hay que añadirle las barreras de salida intrínsecas al sector, debido a factores como el bajo valor de liquidación de los activos de generación.

Las empresas que actualmente operan en el mercado se hayan en una posición privilegiada, lo cual les permite además influir sobre los precios debido a la baja cantidad de agentes que se encuentran en el mismo.

Una vez analizados todos estos factores, llegamos a la conclusión de que dentro del sector eléctrico español existe una rivalidad escasa, y la aparición de nuevos competidores es improbable.

- Productos sustitutivos: Como hemos dicho con anterioridad, el producto final dentro del ámbito de la generación de electricidad es el mismo para todos los generadores: energía que cumpla los parámetros de calidad del producto y calidad de servicio técnico, esto es con valores adecuados de frecuencia, voltaje, continuidad, etc... La única diferencia que puede existir es el método de producción de esta energía, que avanza cada vez más hacia las fuentes renovables. Por esto mismo consideramos que las fuentes de energía renovables tienen una mayor relevancia en la actualidad.
- Poder de negociación de los proveedores: Dentro del entorno de la generación de energía, los únicos proveedores que podemos encontrar son los de equipos de generación. Debido a que existe un gran número de proveedores, su poder de negociación es bastante reducido. La alta demanda de las nuevas tecnologías (eólica y solar) ha provocado un abaratamiento generalizado de los materiales utilizados mientras que, en tecnologías convencionales (como puede ser la hidráulica o la nuclear) existe un mayor grado de madurez y un

gran número de proveedores. Por lo tanto, podemos definir el poder de negociación de los proveedores como bajo.

- Poder de negociación de los clientes: Actualmente, el sector eléctrico español es considerado como un oligopolio en donde las principales empresas (Iberdrola, Endesa, Gas Natural...) pactan unos precios similares debido a la baja competencia existente. El hecho de que la energía sea un bien de primera necesidad reduce el poder de negociación de los clientes.

Como conclusión del análisis de Porter, encontramos que el sector de la generación es un sector con un bajo nivel de competencia, y que dificulta a nuevos competidores a entrar en él. El grupo Gas Natural, al encontrarse en una posición privilegiada, debería fomentar todo lo posible las nuevas inversiones en el sector para mantener esta posición. Además, el invertir en fuentes de generación renovables como la hidráulica le permitirá ofrecer un mix energético más limpio a sus clientes, lo cual puede resultar atractivo a potenciales inversores en la compañía.

3.3. Subastas energéticas en España

Aunque el sector de la generación esté liberalizado en nuestro país y cualquier proyecto que obtenga los permisos necesarios pueda producir y vender libremente energía, existen otras maneras de acceder a él.

Dentro de las opciones que existen para poner en funcionamiento un proyecto de generación son especialmente destacables las subastas para fuentes de energía renovables. Al tratarse nuestro proyecto de una central hidráulica, o lo que es lo mismo de una fuente de energía renovable, estudiaremos las ventajas que nos supondría el construirlo a través del sistema de subastas.

Las subastas energéticas en España tienen como objetivo incrementar la energía que proviene de fuentes renovables para abastecer el sistema. Esto se consigue,

generalmente con una serie de ayudas que favorecen su instalación. Estas subastas son convocadas por el Gobierno y son complejas debido a los criterios de asignación.

Inicialmente, las empresas presentaban sus proyectos de generación a partir de fuentes renovables a las subastas porque el gobierno ofrecía una retribución a la potencia instalada. Esto quiere decir, que se financiaba parte de los costes de instalación de los proyectos en función de su potencia instalada (a más potencia más ayuda). Da igual la generación que la instalación produjese, lo que se favorecía era la instalación. Y el segundo motivo era que el gobierno también garantizaba un precio mínimo para la venta de energía en el pool una vez la instalación comenzase a ser productiva. Si el precio de la energía del mercado diario bajase de ese precio establecido, el gobierno se comprometía a pagar la diferencia para ayudar a rentabilizar los proyectos.

El motivo principal por el que se subvencionaba a las energías renovables, en detrimento de las no renovables, era para favorecer su implantación, ya que eran tecnologías en fase de estudio, por lo que no eran rentables en contraposición a las no renovables que ya estaban más afianzadas. Con estas subvenciones, se intentaba favorecer la investigación de estas tecnologías para conseguir aumentar su rentabilidad y abaratar los costes. Y esto se ha conseguido en gran parte, con un descenso de los precios generalizado en el material empleado, como por ejemplo el precio de los paneles solares, que ha descendido en un 80% en los últimos 5 años.

Esto ha provocado que en las últimas subastas los adjudicatarios hayan renunciado a cualquier tipo de ayuda de retribución a la potencia instalada y el precio mínimo garantizado de la venta de energía se ha puesto a un nivel mucho más bajo que el precio actual de venta de la energía en el pool. Esto se puede explicar por el carácter marginalista de la subasta: muchas de las empresas optaron por estrategias agresivas para garantizarse ser adjudicatarios y esperando que los últimos adjudicatarios hubiesen ofertado un precio más alto (recordemos que en una subasta marginalista el precio más alto adjudicado se aplica a todos los adjudicatarios). También se debe a que la tecnología ha alcanzado un mayor nivel de madurez y es rentable incluso sin ayudas. Además, el llevar una instalación renovable a subasta puede tener sentido ya que el propio concurso otorga un acceso a la retribución regulada de 25 años, un plazo mayor que el que tienen muchas de las plantas existentes.

Viendo estas características de las subastas, a priori consideramos que puede tener una serie de ventajas participar en ellas. En primer lugar, por el periodo de funcionamiento que la subasta nos garantiza. Este mayor periodo de amortización de la central implica que el proyecto será más rentable, con toda seguridad. Además, la subasta también garantiza un precio mínimo de venta de energía que, a pesar de ser menor del precio de venta regular del mercado, nos garantiza que vayamos a recuperar nuestra inversión en el caso de que se produzca un desplome de los precios.

En el siguiente apartado estudiaremos las principales características de la última subasta de energía renovable en España: la subasta IFER de Julio de 2017.

3.3.1. Subasta IFER de Julio de 2017

La normativa de la subasta de Julio de 2017 para la asignación del régimen retributivo específico viene dispuesta por el Real Decreto 650/2017, la resolución de 10 de abril de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía y la Orden ETU/615/2017. En ellas se especifican todas las condiciones de la subasta.

El objeto de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico para instalaciones de energías renovables es el de determinar el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación. El producto a subastar son 3.000 MW de potencia instalada para nuevas instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes renovables. A pesar de ello, en el Real Decreto también se establece lo siguiente: “...se ha incluido la posibilidad de incrementar el cupo de potencia de esta convocatoria con la potencia de todas aquellas ofertas que tengan el mismo sobrecoste que la última oferta adjudicada...” Esto quiere decir que no hay discriminación por tecnologías, y que cualquier oferta con el mismo sobrecoste al de estos primeros 3.000 MW será aceptada por válida. En la Orden ETU/650/2017 se establecen los coeficientes para cada tecnología necesarios para calcular los parámetros retributivos de cada instalación.

También se nombra a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como entidad supervisora, y al OMIE como entidad administradora. El coste de la subasta es sufragado por los adjudicatarios, a razón de 0,08 €/MW, un valor ínfimo. Para poder presentar una oferta, los participantes han de ser precalificados y más tarde calificados. Para ello deben de demostrar que pueden llevar a cabo los servicios subastados.

3.3.2. Reglas de la Subasta

Las ofertas han de estar organizadas por tramos de entre 1-200.000 kW y expresadas en orden de los porcentajes de reducción, en orden descendente. El porcentaje de reducción es la ayuda que se da sobre el precio de la instalación. Con estos datos, posteriormente se calcula el sobrecoste unitario para el sistema.

Para llevar a cabo el proceso de casación, el primer paso es construir la curva agregada de la oferta, que es la lista de ofertas de todos los participantes partiendo del tramo con menor sobrecoste unitario al tramo de mayor sobrecoste unitario. Para ofertas de un mismo tramo con el mismo sobrecoste unitario se ordenarán dependiendo de las horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia de cada tecnología. Una vez se obtiene la curva agregada de la oferta, se halla el punto de cruce de la misma con la curva agregada de la demanda y da como resultado el sobrecoste unitario marginal. Todas las ofertas con un sobrecoste igual o menor a éste se aceptarán. La gráfica en la que se recogen las curvas agregadas es muy similar a la gráfica para determinar el precio de la energía en el pool.

3.3.3. Cálculo del Sobrecoste Unitario Marginal

El primer paso para calcular el sobrecoste unitario es calcular la retribución a la inversión, o $Rinv_{IT}$ a partir del descuento ofertado sobre el valor de la inversión inicial de nuestra instalación, también conocido como Red_{ITR} . Esto se hace con la siguiente fórmula:

$$Rinv_{IT} = Rinv_{ITR} - m_{ITR} \times Red_{ITR}$$

Dónde $Rinv_{ITR}$ es la retribución a la inversión de la instalación de referencia, y m_{ITR} es un coeficiente de valor 192.977 €/MW para la tecnología hidráulica. Recordemos que en las últimas subastas el término Red_{ITR} ronda el 0,0%. Una vez obtenido este parámetro, se calcula el sobre coste unitario para el sistema eléctrico con la siguiente fórmula:

$$SCU = \frac{Rinv_{IT}}{h_{ITR}}$$

Dónde h_{ITR} es el número de horas equivalentes de funcionamiento de cada instalación tipo de referencia.

Cuando se tienen los sobre costes de todas las ofertas se procede a calcular el sobre coste marginal de la subasta. Todas las ofertas que tengan un sobre coste inferior o igual son admitidas, y el SCU marginal se aplica a todas ellas. Para todas las ofertas en las que el SCU haya variado (incrementadas hasta igualar el valor marginal) se calcula el nuevo porcentaje de reducción del valor estándar con la siguiente fórmula:

$$Red'_{ITR} = \frac{Rinv_{ITR} - h_{ITR} \times SCU'}{m_{ITR}}$$

Con lo que se define la subvención que el estado da a cada una de las instalaciones que resultan adjudicatarias.

3.3.4. Conclusión de la Subasta

Una de las conclusiones que se pueden sacar viendo los resultados de estas subastas es la clara hegemonía de las tecnologías solar y eólica. A pesar de ser unas subastas en las que cualquier tecnología renovable puede participar, estas dos tecnologías se reparten la totalidad de los megavatios disponibles. En los siguientes capítulos, analizaremos si es rentable una instalación hidroeléctrica en competencia con los precios subastados de la solar y la eólica.

4. Descripción Técnica de la Instalación

4.1. Equipos Electromecánicos

Una de las partes críticas del proyecto es encontrar el tipo de turbina óptimo para obtener el mejor rendimiento posible con las condiciones de nuestra presa. La función de la turbina hidráulica es transformar la energía de la caída del salto de agua en energía mecánica de rotación, que posteriormente es transformada en energía eléctrica por un generador. Para elegir el tipo de turbina, los factores a tener en cuenta son el salto neto del embalse y el caudal turbinable disponible. En el caso de Belesar IV, los valores para estas dos variables son los siguientes:

Tabla 2: Parámetros para determinar el tipo de turbina de la central

C.H. Belesar IV	
Caudal Máximo Turbinable	15,86 m ³ /s
Salto Neto	111,64

Al sustituir estos valores en la gráfica, obtenemos tanto el número de grupos como el tipo de turbinas de los mismos. Los resultados son los siguientes:

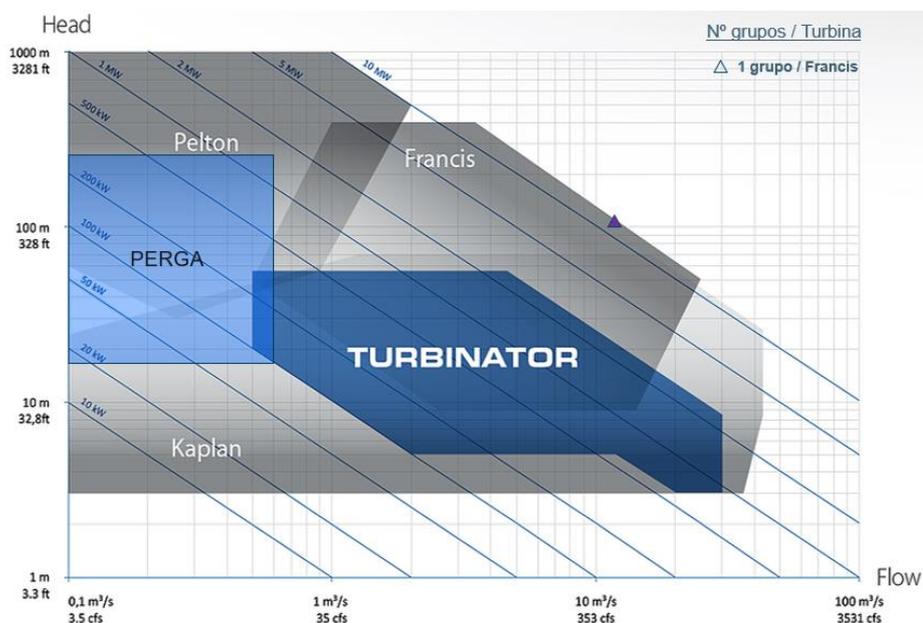


Fig. 4.1: Determinación del tipo de turbina

Obtenemos que la configuración óptima de los turbogrupos de la central es emplear una sola turbina de tipo Francis. La potencia de la turbina será de 15,6 MW. Es preferible este tipo de turbina frente a una Pelton ya que su rendimiento es mucho mayor, y al ser una Central con un salto medio y un caudal modesto, nos interesa especialmente optimizar la energía obtenida. Por otro lado, una turbina Kaplan tampoco sería válida para nuestra central, ya que debido a la configuración de sus álabes requiere de un caudal grande para optimizar su funcionamiento.

Las turbinas Francis tienen un eje radial-axial, es decir que el agua entra de forma radial y para posteriormente salir de forma paralela al eje de rotación de la turbina. Por la configuración de la presa, en este caso el eje de la turbina será vertical para optimizar la energía cinética del agua. La principal desventaja que esto conlleva es que, al estar superpuestas la turbina y el generador, se necesita construir una sala de máquinas de dos plantas como mínimo.

Se trata además de un tipo de turbina de reacción, que utiliza tanto la energía cinética del agua como la presión para mover el rodete (la parte giratoria de la misma). Por ello, la presión del agua a la salida es considerablemente menor que la de entrada. Cabe destacar el alto rendimiento de este tipo de turbinas, que habitualmente es de más del 90%. Uno de los mayores problemas que supone el instalar este tipo de turbina es que permite pocas variaciones de caudal, ya que el rendimiento cae al disminuir el caudal de diseño.

4.2.Obra Civil

Al tratarse de un aprovechamiento de un caudal excedente de una central existente, la obra civil a llevar a cabo tiene una complejidad baja. Con esta decisión, en el aspecto técnico se aprovecharán los accesos y las vías de servicio construidas para el desarrollo del proyecto anteriormente mencionado. Lo que se hará en esta obra, es

trasladar el excedente de esta Central provocado por el cambio del caudal ecológico del río a una nueva casa de máquinas, donde éste sería turbinado.

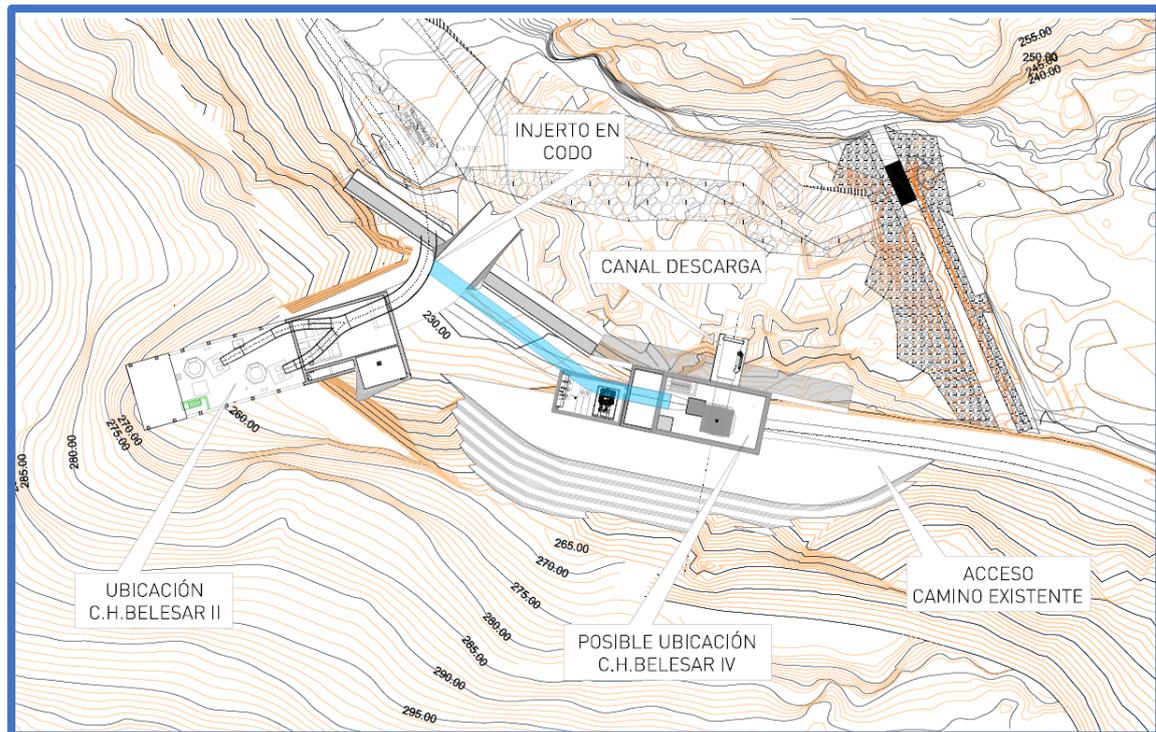


Fig. 4.2: Plano de obras de C.H. Belesar IV

Para realizar las obras habría que paralizar la C.H. Belesar II durante gran parte de las mismas, ya que es necesario realizar un injerto en su tubería forzada. La tubería forzada es la encargada de hacer correr el agua desde la presa hasta la turbina, situada en la casa de máquinas. Esta tubería ha de estar especialmente diseñada tanto para soportar la presión de la columna de agua como para reducir las pérdidas de energía que se pudieran producir. Este injerto será el responsable de trasladar el caudal excedente a la nueva central. Para ello será necesario hacer las excavaciones pertinentes, ya que será una tubería enterrada. El plazo que se estima para la instalación de la tubería es de unas 3 semanas.

Una vez se haya terminado con la instalación de la tubería, se procederá a la construcción de la casa de máquinas de la central. En ella se encuentran las turbinas, alternadores y generadores necesarios para la producción de la energía eléctrica. En este caso, por cuestión de ahorro de espacio, también situaremos aquí el transformador, el encargado de convertir la electricidad producida en el generador en corriente de alta tensión, lista para su asimilación a la red. Además, la central se encontrará semi-enterrada para aprovechar el salto y producir así más electricidad. Al

tratarse de una central con una turbina pequeña, la casa de máquinas que habrá que construir no será demasiado grande, por lo que las obras se estima que duren aproximadamente 24 meses.

La última parte de la obra civil consistirá en actividades de sostenimiento de la casa de máquinas. Al tratarse de una instalación en estado de trinchera, los trabajos de refuerzo de terreno han de garantizar una sujeción suficiente. Además, como se puede apreciar en la Figura 12, la central se encontrará en una ladera. Se sabe por trabajos previos que ha habido desprendimientos en la zona, por lo que estas obras son de suma importancia. La estimación de la duración de estas obras requiere de un estudio previo del terreno, por lo que en nuestro proyecto constructivo tomaremos los valores obtenidos en la C.H. Belesar II, por tener unas dimensiones similares y estar construida en la misma zona. Aun así, se espera que estas obras sean críticas para determinar el tiempo en el que la nueva central podrá funcionar.

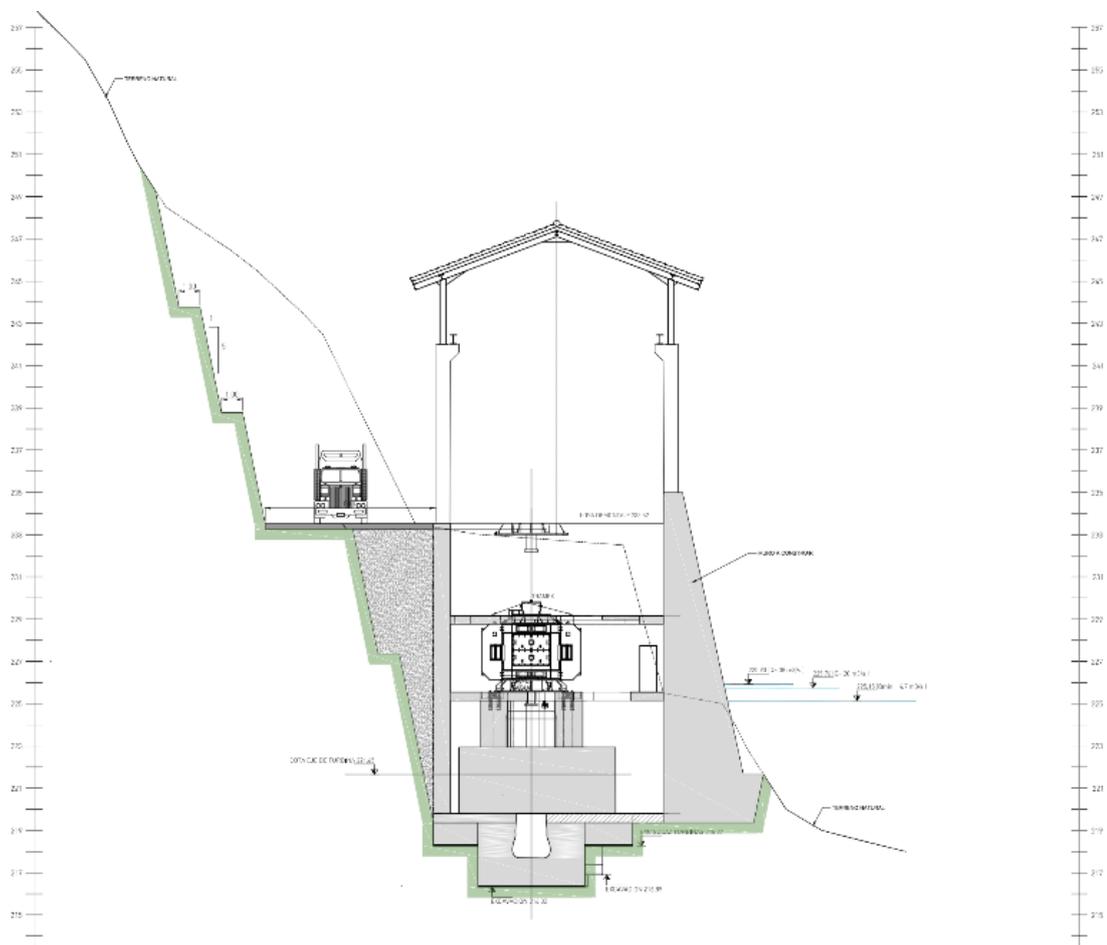


Fig. 4.3: Perfil transversal de la casa de máquinas de C.H. Belesar IV

El sostenimiento de la central se realizará mediante la instalación de unos anclajes con cables activos. Los cables tendrán una longitud de unos 15 metros, para poder hacer los anclajes en granito sano. Es necesario colocar uno de estos cables cada dos metros de longitud de la planta de la central. Adicionalmente, se fijará con hormigón proyectado como medida de sostenimiento adicional. Recordemos que todas estas medidas son estimaciones hechas a partir de la experiencia en proyectos similares. Las medidas concretas se determinarán a partir de estudios geológicos y geotécnicos a realizar en fases futuras del proyecto.

4.3. Planificación del Proyecto

En una primera estimación del proyecto se calcula una duración de 24 meses de las obras de construcción y puesta en marcha de la central, con un coste estimado de 11.878.766 €. El coste se detallará con más profundidad en próximos apartados. La duración del proyecto se ha estimado teniendo en cuenta otros proyectos de características similares. Además, es importante que la puesta en marcha del proyecto se realice antes de dos años desde el inicio de la construcción para cumplir con las restricciones temporales propias de la subasta IFER. Ahora veremos brevemente el cronograma para la ejecución de las obras.

Para realizar dicho cronograma, haremos una consideración previa: no tendremos en cuenta el tiempo requerido para conseguir los permisos ambientales necesarios para llevar a cabo el proyecto, de los cuales se hablará más adelante.

La parte más costosa y larga del proyecto es la parte de la obra civil. Esta se dividirá en tres fases: en primer lugar, la colocación de un injerto de tubería que aproveche la tubería principal de Belesar II ya que, como hemos visto anteriormente, el caudal turbinable de nuestra central será el excedente no aprovechable por esta. Esta parte tiene una complejidad reducida, aunque se dejará para el final de la obra debido a que

paralizará el funcionamiento de la otra central. La siguiente parte es la del sostenimiento de la ladera, todas las acciones necesarias para evitar posibles derrumbamientos. Esta tarea será la crítica del proyecto, ya que marcará la duración del mismo. Si después de realizar los estudios geotécnicos se determina que hay riesgo de derrumbamiento, estas obras podrían hasta triplicar su duración, poniendo en peligro la viabilidad del proyecto.

Por último, la última parte de la obra civil consistirá en la construcción de la nueva central. Dentro de este apartado se incluyen las excavaciones, cimentaciones, forjado, construcción de la subestación eléctrica y la superestructura del edificio. Recordemos que el inicio de esta parte de la obra va ligado al fin de las tareas de sostenimiento, por lo que un retraso en estas se propagaría también a la construcción de la central. Una vez se termine la construcción, se utilizará el injerto de la tubería para transportar el caudal al nuevo turbogruppo y así poder poner en marcha la central.

4.4. Estimación de Costes

Los costes que se detallan a continuación se han calculado utilizando como partida los costes reales de dos proyectos con características similares al de Belesar IV. En primer lugar, los costes relativos a los equipos electromecánicos y los costes de la construcción de la tubería se han conseguido a partir de datos de la central de Belesar II, mientras que los costes de construcción se han obtenido a partir de los de C.H. Peares II.

Los costes de los equipos electromecánicos, que son Francis de eje vertical en ambas centrales, se han ajustado teniendo en cuenta el ratio de potencia entre las dos centrales (20,4MW de Belesar II frente a los 15,6 MW de Belesar IV). Los costes del injerto de la tubería también han sido estimados a partir de los datos de esta central debido a que las condiciones del terreno son iguales (ambas centrales se encuentran en la misma presa). Ajustaremos el coste de nuestro injerto teniendo en cuenta el ratio de longitud en la construcción de ambas tuberías.

Los costes relativos a la obra se han obtenido a partir de los costes reales de la central de Peares II debido a la similitud entre la duración de ambos proyectos: ambos tienen una duración estimada de 2 años. Además, los costes del resto de los equipos y del montaje también son iguales debido a que ambas centrales son de la misma categoría de potencia. A continuación, se presenta la tabla que recoge el resultado de todos estos cálculos:

Tabla 4: Desglose del coste del Proyecto de C.H. Belesar IV

	PEARES II	Belesar II	Belesar IV
POTENCIA	12,51	20,4	15,6
1 DIRECCIÓN DE PROYECTO	365.419 €	-	365.419 €
2 ESTRUCTURA DE OBRA	1.078.564 €	-	1.078.564 €
3 OBRA CIVIL			
Obra Civil	3.000.000 €	-	3.000.000 €
Conducción Forzada (Tubería)	513.482 €	2.548.299 €	450.997 €
4 EQUIPOS Y SUMINISTROS			
Equipos electromecánicos	3.477.376 €	5.059.012 €	3.868.656 €
Equipos hidromecánicos	157.605 €	-	157.605 €
Equipos auxiliares	143.232 €	-	143.232 €
Equipos I&C	471.651 €	-	471.651 €
Equipos eléctricos	496.848 €	-	496.848 €
Línea, subestación y conexión eléctrica	787.472 €	-	787.472 €
Transporte	125.752 €	-	125.752 €
5 MONTAJE			
Montaje mecánico	242.021 €	-	242.021 €
Montaje eléctrico e I&C	290.550 €	-	290.550 €
6 INGENIERÍA	400.000 €	-	400.000 €
TOTAL	11.549.971 €	-	11.878.766 €

La casa de máquinas y todo lo comprendido dentro de la obra civil y los turbogrupos tienen periodos de amortización distintos, lo cual puede influir notablemente en nuestro análisis económico. En el Anexo A se hace un desglose de la cantidad amortizable correspondiente a cada uno de los periodos.

5. Estudio Económico de la Subasta

5.1. Introducción

El objetivo de este apartado es estimar los beneficios que supondría el participar en una subasta similar a la realizada por el IFER en Julio de 2017. Para ello calcularemos la retribución a la inversión que hubiésemos obtenido de resultar adjudicatarios en ella. Este parámetro equivale a la subvención que el Estado proporcionaría para la realización de nuestro proyecto. Además, también tendremos en cuenta otras consideraciones como el plazo para la licencia de actividad de la central o el precio suelo de venta de energía establecido.

Para ello será necesario determinar el porcentaje de reducción de la inversión de nuestro proyecto (Red_{ITR}) mínimo que hubiese sido necesario para resultar adjudicatarios en la misma. Esto se llevará a cabo teniendo en cuenta los resultados de adjudicación de la subasta, así como las fórmulas expresadas en el apartado 2.3.3:

$$Rinv_{IT} = Rinv_{ITR} - m_{ITR} \times Red_{ITR}$$

$$SCU = \frac{Rinv_{IT}}{h_{ITR}}$$

Los valores de estos parámetros retributivos vienen definidos en la Orden ETU/315/2017 de Ministerio de Energía, y son los siguientes:

Tabla 5: Valores de los parámetros retributivos de la Subasta de 2017

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	$Rinv_{ITR}$ (€/MW)	m_{ITR}	h_{ITR} (h)
Eólica	ITR-0103	45.056	115.786	3.000
Solar	ITR-0104	36.908	115.786	2.367
Otras tecnologías	ITR-0105	145.636	192.977	5.000

Cabe mencionar que el parámetro $Rinv_{ITR}$ puede tomar distintos valores en función del año de puesta en marcha de la instalación. Para este trabajo se han tenido en cuenta solamente los valores de 2019, ya que la subasta tuvo lugar en 2017 y el periodo máximo de puesta en marcha de las mismas es de 2 años. Por otro lado, aunque en apartados previos consideremos que la puesta en marcha de nuestro proyecto no se hará hasta 2021, también tomaremos el valor del año 2019, por no existir los valores necesarios todavía.

5.2. Resultados de la Subasta IFER Julio 2017

La resolución de 27 de Julio de 2017 de la Dirección General de Política Energética y Minas establece los ganadores de la segunda subasta del IFER. Además, también especifica los valores del régimen retributivo específico al que se llegaron en la misma. Los valores conseguidos son los siguientes:

Tabla 6: Resultados de la Asignación del Régimen Retributivo Específico en la Subasta IFER de Julio 2017

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Porcentaje de Reducción del Valor Estándar de la Inversión Inicial Red_{ITR} (€/MW)	Retribución a la Inversión $Rinv$ (€/MW)
Eólica	ITR-0103	87,08%	0
Fotovoltaica	ITR-0104	69,88%	0

Conviene especificar que en esta resolución existe una distinción entre los valores para la retribución a la inversión en tres años consecutivos: 2017, 2018 y 2019. En la tabla no hemos incluido esta distinción por tomar los mismos valores para los tres años.

5.3. Cálculo de la Reducción sobre el Valor Estándar de la Inversión Inicial

Uno de los motivos principales de este trabajo es calcular la subvención que podríamos conseguir como máximo si hubiésemos participado en la subasta del IFER

de 2017. Lo que es lo mismo, tenemos que hacer el cálculo de la Reducción sobre el Valor Estándar de la Inversión Inicial.

Tomando como partida los resultados obtenidos en esta subasta, calcularemos el Sobre Coste Unitario Marginal (SCU) obtenido. Al ser el SCU el criterio de selección de la subasta, y según lo establecido en el Real Decreto 650/2017: “...se ha incluido la posibilidad de incrementar el cupo de potencia de esta convocatoria con la potencia de todas aquellas ofertas que tengan el mismo sobre coste que la última oferta adjudicada...”. O lo que es lo mismo, si tomamos el mismo valor del SCU obtenido en la subasta como nuestro valor, podremos calcular el porcentaje de reducción sobre la inversión inicial de la central y así determinar la cantidad que tendríamos que pagar nosotros.

Para ello comprobaremos los resultados de la subasta con nuestras fórmulas para las dos tecnologías adjudicatarias, la eólica y la fotovoltaica. Tomaremos como partida el valor Red_{ITR} y a partir de él trataremos llegar al valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo, que es $Rinv = 0$ €/MW. Con los valores de Red_{ITR} comprobaremos que llegamos a la misma solución que la que se llegó en la subasta. Sabiendo que:

$$Rinv_{IT} = Rinv_{ITR} - m_{ITR} \times Red_{ITR}$$

Para la tecnología Eólica:

$$Rinv_{ITEólica} = 45.056 - 115.786 \times 0.8708$$

$$Rinv_{ITEólica} = -55.770,45 \text{ €/MW}$$

Y para la tecnología fotovoltaica:

$$Rinv_{ITfotovoltaica} = 36.908 - 115.786 \times 0.6988$$

$$Rinv_{ITfotovoltaica} = -44.003,26 \text{ €/MW}$$

En un principio puede parecer que estos datos, además de no coincidir con los obtenidos en la subasta, no tengan mucho sentido. Estos resultados implican que no solo no se beneficiaría de ninguna ayuda para el proyecto, sino que habría que pagar estos excedentes para poder llevarlos a cabo. Sin embargo, en el apartado 3 de la Orden ETU/315/2017 encontramos un párrafo que dice lo siguiente: “A los efectos de la aplicación del régimen retributivo específico a las instalaciones adjudicatarias de la subasta que tengan derecho a la percepción del mismo, el valor de la retribución a la inversión en ningún caso sería negativo, si de la anterior formulación se obtuviera un valor negativo se considerará que la retribución a la inversión toma un valor cero.” Por tanto, comprobamos que llegamos al resultado de que $Rinv = 0$ €/MW. Este resultado implica que la ayuda a la inversión inicial de nuestro proyecto va a ser nula, suponiendo un sobre coste equivalente al sistema.

Una vez comprobado que estas fórmulas son válidas, se calculará el Red_{ITR} que haga que la retribución a la inversión inicial sea cero, para así garantizar un sobre coste unitario nulo y resultar adjudicatarios en la subasta.

$$Rinv_{IThidráulica} = Rinv_{ITR-0105} - m_{ITR-0105} \times Red_{ITR-0105}$$

$$Red_{ITR-0105} = \frac{Rinv_{ITR-0105} - Rinv_{IThidráulica}}{m_{ITR-0105}}$$

$$Red_{ITR-0105} = \frac{145.636 - 0}{192.977} = 75.47\%$$

Por lo tanto, para conseguir que nuestro proyecto entre dentro de la subasta y pueda así beneficiarse de ella, el porcentaje sobre la inversión inicial mínimo que debemos proponer es de 75.47%.

5.4. Justificación de llevar el Proyecto a la Subasta

En el apartado anterior, hemos llegado a la conclusión de que el presentar nuestro proyecto dentro de una subasta con las mismas características que la del IFER de 2017 no nos supondría ninguna ayuda económica inicial. Habría entonces que revisar los motivos que nos llevan a justificar la presentación del proyecto a la misma.

En primer lugar, uno de los motivos por el cual es interesante presentar el proyecto a la subasta es por el establecimiento de un precio mínimo de venta de energía en el mercado intradiario de energía. Esto garantiza unos ingresos mínimos para la central en un Pool cada vez más volátil. Según lo establecido en el artículo 2.1 del Anexo 1 de la Orden ETU/315/2017, el límite inferior para 2020 en adelante será de 44 €/MW, un precio más que razonable considerando el precio medio de venta de energía del mercado, que ronda los 52 €/MW. Como hemos visto con anterioridad, esto supone que el Estado abonará la diferencia entre el precio de venta de la energía en el Pool y el límite inferior marcado.

Además, en el artículo 6.1 de la misma orden se establece que la vida útil regulatoria para las instalaciones tipo que resulten adjudicatarias será de 25 años. Esto permite el acceso a la retribución regulada con un plazo mucho mayor al reconocido a muchas de las plantas existentes.

En el siguiente apartado llevaremos a cabo el estudio económico-financiero para determinar la viabilidad económica del proyecto. Para ello emplearemos los datos que hemos obtenido en este análisis de la subasta, como la retribución a la inversión inicial (que es nula). Además, según lo establecido en este apartado la amortización se estudiará para 25 años.

6. Descripción Comercial

6.1. Definición del Producto

El producto que la central hidroeléctrica ofertará al sector eléctrico español y específicamente a los agentes del OMIE, es energía eléctrica. Esta energía ha de cumplir con los parámetros de calidad del producto y calidad del servicio, esto es con adecuados niveles de frecuencia (cercana a la nominal con unas variaciones mínimas), voltaje (voltaje nominal con unas variaciones mínimas), confiabilidad (mayor continuidad posible), etc...

La cantidad de energía generada será medida en kWh (kilovatio hora).

6.2. Estrategia de Precios

La venta de energía en el mercado intradiario del OMIE es el objetivo principal de ventas de energía de la central. La central de Belesar IV tiene una modesta producción de energía fácilmente asumible por el mercado intradiario.

Debido al carácter marginalista de la subasta energética en dicho mercado, en nuestro caso la estrategia más conveniente es ofrecer unos precios de energía cercanos a cero, para así asegurarnos vender la totalidad de la energía producida.

Este tipo de estrategia es agresiva y entraña cierto riesgo, ya que si todas las generadoras de energía cuyos gastos variables fuesen muy reducidos (las renovables y las nucleares) tomasen estrategias similares, podría ser que acabásemos vendiendo nuestra energía a un precio muy inferior a la media.

Este riesgo se disipa al resultar adjudicatarios de la subasta energética del IFER, que garantiza un precio suelo para la venta de energía de 44 EUR/MWh. De este

modo, nos garantizamos obtener un precio competitivo en el peor de los casos y el vender toda la energía que generemos en todo momento.

6.3.Previsión de Ventas

La cantidad de energía que se estima que generará la central es de 40,08 GW. Con la estrategia de ventas previamente descrita, garantizamos vender la totalidad de la energía generada.

Así, el único parámetro que puede influir en nuestras ventas es el precio de la energía, que tiene un valor razonablemente constante. Para completar este análisis, realizaremos un estudio de la previsión de los ingresos totales de la central para tres escenarios: Un escenario pesimista, otro realista y uno optimista.

Para el escenario pesimista nos situaremos en el peor escenario posible: que nuestra estrategia agresiva haga que tan sólo consigamos los ingresos mínimos, esto es 44 EUR/MWh.

Para el escenario realista tomaremos el precio medio de la energía en el año 2017, 51,38 EUR/MWh. Por último, para el escenario optimista, ajustaremos el precio medio de la energía en 2017 según la inflación de este mismo año, 1,96%.

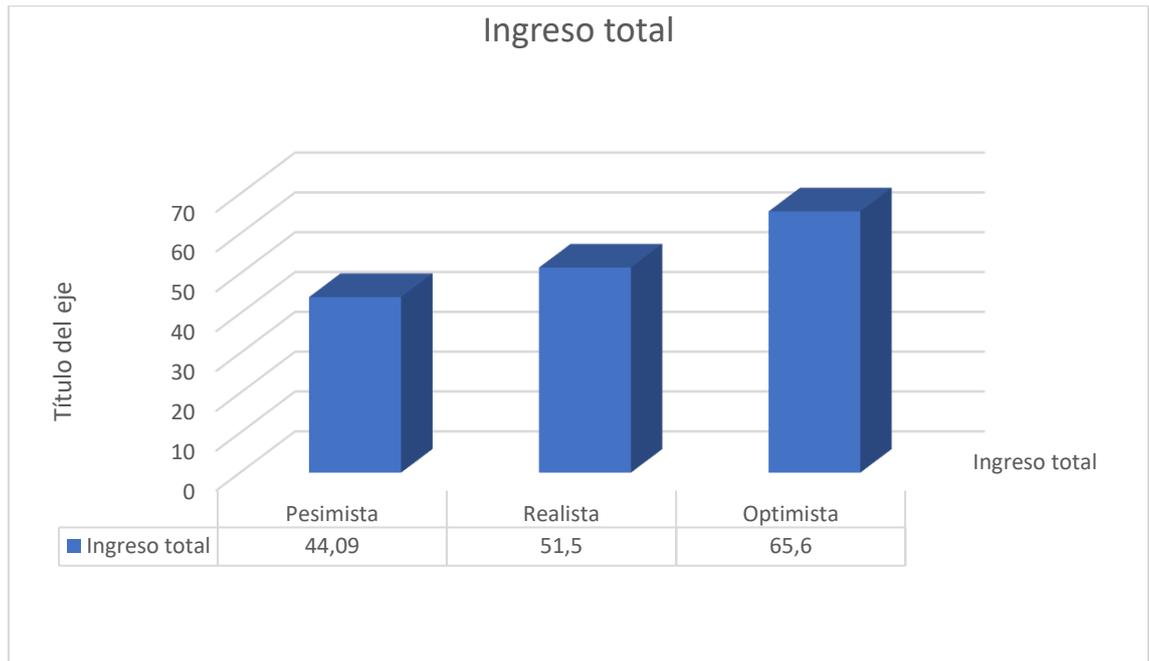


Fig 6.1: Ingresos totales en vida útil. Escenarios pesimista, realista

7. Estudio Económico Financiero

7.1. Introducción

En este apartado estudiaremos la viabilidad económica de C.H. Belesar IV. Para ello analizaremos su factibilidad, rentabilidad y sensibilidad a los factores que intervienen. Además, analizaremos tres posibles escenarios de explotación en función de la energía vendida, el precio de la energía y otros parámetros:

- Escenario base
- Escenario favorable
- Escenario conservador

Para llevar a cabo este análisis tendremos en cuenta principalmente dos parámetros: la TIR y el VAN. El VAN o valor actual neto es la medida de la rentabilidad absoluta de un proyecto. Mide en el momento inicial del proyecto el incremento de valor que éste nos supone, descontando la inversión inicial. Para ello se hace una estimación de flujos de caja del proyecto a lo largo de su vida útil, para posteriormente “traer” este valor al presente o determinar el valor actual que tienen esos flujos de caja. El VAN de un proyecto se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \left(\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} \right) - I_0$$

Dentro de la cual: Q_n es el flujo de caja en el año n , r es la tasa de interés aplicada o tasa de descuento e I_0 es la inversión inicial del proyecto. La TIR, por otro lado, es una medida de la rentabilidad de un proyecto. Se define como el valor de la tasa de descuento o r que hace que el VAN sea 0. A mayor TIR, más seguro es un proyecto, ya que significaría que para cualquier tasa de interés menor el proyecto sigue siendo rentable.

Para definir nuestro proyecto como económicamente viable tendremos en cuenta dos criterios: que el VAN sea mayor que cero, y que la TIR al final del proyecto sea mayor que la tasa de descuento. Si estos criterios se cumplieran, la inversión en la central estaría justificada desde un punto de vista económico.

7.2. Datos de Partida

Para realizar este estudio, se toman como datos de partida tanto los parámetros técnicos como económicos, especificados en los apartados anteriores de este documento: la inversión, la potencia instalada, las horas de funcionamiento, etc. Además, se ha hecho una estimación de una serie de gastos de personal, así como de operación y mantenimiento basándose en datos de instalaciones similares.

La venta de energía de la central se hará en el Pool diario de OMIE. Para determinar el precio de venta en el análisis se han considerado distintas alternativas, pero finalmente se ha decidido utilizar el precio medio de venta de energía en el año 2017. Los precios medios del coste del MWh a lo largo de este periodo se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7: Promedio mensual del precio del MWh en 2017

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
71,49	51,74	43,19	43,69	47,11	50,22	48,63	47,46	49,15	56,77	59,19	47,94

El precio de la energía que consideraremos en el análisis es, por tanto, 51,38€/MWh. Podemos observar también cómo este valor no se aleja demasiado a la estimación del precio medio del mercado intradiario para 2020, que es de 52 €/MWh (según lo establecido en la Orden ETU/315/2017), por lo que daremos este resultado por válido.

En nuestro modelo consideraremos que anualmente conseguiremos vender el 100% de la energía generada. Esto puede parecer algo optimista a primera vista, pero no lo es por los siguientes motivos: En primer lugar, por la naturaleza marginalista del mercado intradiario. Recordemos que el OMIE ordena los precios de la energía de menor a mayor y realiza la casación asignando primero los más baratos, aunque el precio de venta de todos ellos queda determinado por el último en entrar a la casación o lo que es lo mismo, el más caro de todos ellos. De este modo, las generadoras de energía que tienen un precio de combustible mínimo como las nucleares o las hidráulicas, ofertan a precios muy bajos para garantizar vender la totalidad de su

energía generada. En segundo lugar, al tratarse de una central hidroeléctrica muy pequeña, la cantidad de energía producida es muy pequeña lo que nos asegura por tanto el vender el 100%.

Para determinar el flujo de caja para realizar el modelo económico de la Central también hay que tener en cuenta los costes que la central tendrá a lo largo de su vida operativa. Para ello nos apoyaremos tanto en la experiencia propia del grupo Gas Natural como en otras fuentes externas. Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía (IDAE), los costes de explotación en una minicentral de características similares a la nuestra están entre 9 y 12 EUR/MWh/año.

Teniendo en cuenta que Gas Natural tiene una gran experiencia en la operación de centrales de este tipo, y que los costes podrán ser repartidos con las otras centrales del embalse de Belesar tomaremos como estimación de costes 400.000 € anuales.

Dividiremos los costes de explotación de una central en tres grupos: costes de operación y mantenimiento (comúnmente denominados O&M), costes de administración y gestión, costes de seguros (rotura de presa, fallo en los equipos electromecánicos, etc...) y otros costes en los que se engloba el resto de los costes en los que se incurren. La distribución de los costes viene dada en la siguiente gráfica elaborada a partir de estimaciones del IDAE [14]:



Fig. 7.1: Distribución de Costes de Explotación en una Minicentral

La operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas del grupo Gas Natural se gestiona desde el centro de control integrado situado en Velle, el cual controla más de 50 centrales en toda España. Los gastos de O&M además incluirán visitas mensuales a la central para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos electromecánicos y demás sistemas.

Para aportar un mayor grado de realismo a nuestro análisis, los gastos anuales según una tasa anual de inflación. Según el Instituto Nacional de Estadística (INE), esta tasa fue de 1,96% en el año 2017 [15]. Este será el valor que tomaremos en nuestro análisis.

El modelo de financiación que emplearemos para financiar el proyecto será el siguiente: un 20% de los fondos se financiarán con capital propio, mientras que el 80% restante provendrá de préstamos a devolver a un banco o a cualquier institución financiera. El interés aplicable a estos fondos será de 11 y 7% respectivamente. Se ha empleado este modelo por ser el esquema típico de financiación de proyectos de

características similares, aunque es posible que se haya de cambiar algunos de estos términos en las negociaciones.

A partir de este modelo de financiación nos es posible calcular la Tasa de Descuento que aplicará en nuestro proyecto para calcular la TIR y el VAN. El modelo WACC (Weighted Average Cost of Capital) tiene en cuenta la cantidad de fondos propios y financiados, y se calcula según la siguiente fórmula:

$$WACC = \left(K_e \times \frac{\text{Fondos Propios}}{\text{Total Fondos}} \right) + \left(K_d \times (1 - T) \times \frac{\text{Deuda}}{\text{Total Fondos}} \right)$$

Dónde K_e es el coste del Capital Propio, K_d es el coste de la deuda y T es la tasa impositiva aplicable, en nuestro caso el impuesto de sociedades. Sustituyendo con los valores previos obtenemos una tasa de descuento del proyecto de un 6,4%.

El impuesto de sociedades que gravará nuestra central es el de tipo general, del 25% en nuestro país.

Tabla 8: Parámetros de inversión

DATOS	UDS.
Inversión	11.878.766 EUR
Potencia	15,6 MW
Energía	40,08 GWh/año
Precio Energía	51,38€/MWh
Costes O&M	220.000 €
Gastos Administrativos	76.000 €
Seguros	44.000 €
Otros Costes	60.000 €
Impuesto Sociedades	25%
Interés	7%
Interés Construcción	5%
Coste del Capital Propio	11%
Recursos Propios	20%
Amortización	25 años

7.3. Modelo Económico Financiero

7.3.1. Cuenta de Resultados y Flujos de Caja

Para realizar el modelo económico financiero haremos una estimación de los flujos de caja del proyecto a lo largo de los 25 años de amortización marcados por las condiciones de la subasta. Para estudiar la viabilidad del proyecto con mayor detalle del proyecto calcularemos tanto en flujo de caja libre (Free Cash Flow o FCF) como el flujo de caja del capital (Equity Cash Flow o ECF). Ambas calculan el rendimiento económico de un proyecto, y representan el dinero que es capaz de generar después de tener en cuenta todos los gastos incurridos en el mismo. Sin embargo, mientras el FCF calcula el efectivo total generado el ECF se centra en el efectivo disponible para remunerar a los accionistas después de satisfacer todos los gastos y obligaciones previas. Con nuestro modelo calcularemos ambas, ya que, aunque parezca en un principio que solo nos pudiera interesar el FCF, si queremos conseguir que el banco nos financie el 80% de nuestro proyecto debemos ofrecer una rentabilidad que les pueda interesar.

En primer lugar, haremos una estimación de los ingresos proporcionados por la central basándonos en la energía generada anualmente y el precio de la energía establecido previamente. Las fórmulas que se expresan a continuación son las empleadas para calcular el Free Cash Flow:

$$\text{Ventas} - \text{Costes de Explotación} = \text{EBITDA}$$

$$\text{EBITDA} - \text{Amortizaciones} = \text{EBIT}$$

$$\text{EBIT} - \text{Impuestos} = \text{EBIAT}$$

$$\text{EBIAT} + \text{Amortizaciones} = \text{Cash Flow Operativo}$$

$$\text{CF Operativo} - \text{Inversiones} = \text{Free Cash Flow}$$

Las amortizaciones se calcularán dividiendo la inversión inicial del proyecto entre el periodo de amortización. La fórmula que emplearemos será la siguiente:

$$\text{Amortizaciones} = A. \text{ Proyecto} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Periodo A.}}$$

En nuestro caso, debido a que los diversos elementos de la central tienen periodos de amortización diferentes los calcularemos por separado. Distinguiremos así dos grandes tipos de elementos amortizados: Los elementos electromecánicos de la central, los cuales se amortizan a lo largo de 25 años y el resto de elementos, que tienen un periodo de amortización cercano a los 40 años.

El concepto del Equity Cash Flow es similar al del FCF. La única diferencia es que, mientras que el FCF se calcula considerando todos los fondos necesarios para llevar a cabo el proyecto como propios, el ECF tiene en cuenta los intereses a devolver por el préstamo. Las fórmulas empleadas para calcular el ECF son las siguientes:

$$\text{Ventas} - \text{Costes de Explotación} = \text{EBITDA}$$

$$\text{EBITDA} - \text{Amortizaciones} = \text{EBIT}$$

$$\text{EBIT} - \text{Impuestos} - \text{Intereses} = \text{BDT}$$

$$\text{BDT} + \text{Amortizaciones} = \text{Cash Flow}$$

$$\text{CF} - \text{Inversiones} + \text{Financiación a Largo Plazo} = \text{Equity Cash Flow}$$

Los intereses se calcularán utilizando el método de amortización de crédito por anualidades constantes. Este método proporciona un valor de los intereses del préstamo que ha de pagarse en cada año que dura el préstamo. Para cada periodo n , la fórmula que nos proporciona el interés es la siguiente:

$$\text{Cuota} = \text{Cantidad Préstamo} \times \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Una vez hemos terminado nuestra estimación de los flujos de caja de nuestro proyecto podremos calcular el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Rentabilidad. Para evaluar el proyecto consideraremos como fecha 0 el comienzo del proyecto constructivo. Así, el año 3, será el primer año de operación comercial del proyecto que se prolongarán hasta el año 27 (2 de construcción de la central más 25 de funcionamiento).

En este modelo utilizado, en primera instancia se consideró aplicar el pago de los intereses del préstamos durante el periodo de construcción, los comúnmente denominados como intereses intercalarios. El principal problema con este método es que luego incorpora este valor adicional al valor de los activos, produciendo un crecimiento ficticio de los mismos. Por lo tanto, en este modelo consideraremos que el desembolso de la inversión se realizará durante el periodo 0.

Además, en el análisis económico estudiaremos el periodo de retorno de la inversión. Este parámetro tiene algún inconveniente, como por ejemplo que no tiene en cuenta posibles flujos de caja adicionales del proyecto. A pesar de esto, nos da una buena aproximación del riesgo inherente al mismo: Cuánto más tiempo tardemos en recuperar la inversión, más arriesgado es el proyecto. Para ello hablaremos del periodo de retorno o Payback:

$$\text{Periodo de Payback} = [T_{n-1}] + \left[\frac{|CF_{n-1}|}{|CF_n|} \right]$$

Dónde T_{n-1} es el último periodo con flujo de caja negativo, CF_{n-1} es el último flujo de caja negativo y CF_n es el flujo de caja en el siguiente periodo. Como calcularemos dos flujos de caja, el ECF y el FCF, también determinaremos dos periodos de retorno distintos, uno para cada flujo.

7.3.2. Balance del Proyecto

Una vez tenemos tanto los flujos de caja del proyecto como la cuenta de resultados, nos es posible calcular el balance del mismo. Esto nos permitirá calcular otros índices económicos (como el ROE y el ROA) que nos aportarán una mayor información acerca de la rentabilidad del proyecto.

Nuestro balance consta de dos partes, el activo y el pasivo, que a su vez se dividen en los siguientes conjuntos:

- Dentro del activo encontramos el activo fijo y el circulante. El activo fijo se corresponde con el valor de la central ajustando la amortización anualmente. El otro activo que encontramos es el circulante, que en concreto en nuestra evaluación constará sólo de caja (dinero en efectivo). Este deviene del resultado financiero y lo calcularemos del siguiente modo:

$$Caja_t = Caja_{t-1} + EBITDA - Impuestos - Pago del Crédito$$

En este modelo consideraremos que el efectivo no se repartirá ni en forma de dividendos ni de ninguna manera. En la realidad esto no ocurriría y se utilizaría para invertir en otros proyectos.

- En el pasivo se encuentran nuestras obligaciones tanto con el banco como con los accionistas del proyecto. El capital será el coste del proyecto que asumiremos (un 20% del total) y permanecerá constante a lo largo de todo el periodo. Otro de los subconjuntos son los resultados, que incluyen la suma de los Beneficios Después de Impuestos (BDI) en cada uno de los periodos. Y por último tenemos las deudas a largo plazo, que incluyen el dinero a devolver al banco. Lo calcularemos de la siguiente manera:

$$Deudas\ a\ largo\ plazo_t = Deudas\ a\ largo\ plazo_{t-1} - Pago\ principal\ crédito$$

Es importante no incluir las devoluciones de los intereses del crédito en este apartado, ya que el pago de intereses no se incluye en el pasivo.

Además de aportarnos otra perspectiva distinta a la hora de evaluar el proyecto, calcular el balance también nos permite calcular varios índices financieros, entre los que se encuentran el ROE y el ROA. La Rentabilidad financiera, o ROE por sus iniciales en inglés, relaciona el beneficio obtenido por un proyecto con los recursos necesarios para obtenerlo. Por otro lado, la rentabilidad económica o ROA mide la tasa de devolución que se produce debido a un beneficio económico. La fórmulas para calcular ambos índices son las siguientes:

$$ROE = \frac{\text{Beneficios antes de Impuestos}}{\text{Fondos Propios}}$$

$$ROA = \frac{\textit{Beneficios}}{\textit{Activo Total}}$$

A continuación, presentaremos los flujos de caja del proyecto, la cuenta de resultados y el balance:

7.4. Análisis de los Resultados Obtenidos

7.4.1. La TIR y el VAN

En este apartado, haremos un análisis de los resultados obtenidos a partir de nuestro modelo económico. En primer lugar, al hacer la estimación de los flujos de caja del proyecto comprobamos como la central generará unos 2,06 millones de euros anuales a partir de la venta de energía a la red. El periodo de recuperación de la inversión según el ECF es de 14 años, y el del FCF es de 11 años. Esto implica que el periodo de recuperación de la inversión es de 12 y 9 años desde la puesta en marcha del proyecto.

La TIR del proyecto alcanza el 10,59% al final del periodo, mientras que el del accionista llega al 14,34%. Ambos superan holgadamente el valor del WACC obtenido (6,40%), lo cual se traduce en que estamos obteniendo una rentabilidad superior al valor que asignamos al capital empleado. El criterio que se aplica en este tipo de proyectos es que la TIR sea superior al WACC, como ocurre en nuestro caso. A continuación, veremos gráficamente los valores de la TIR a lo largo del periodo de explotación de la central:

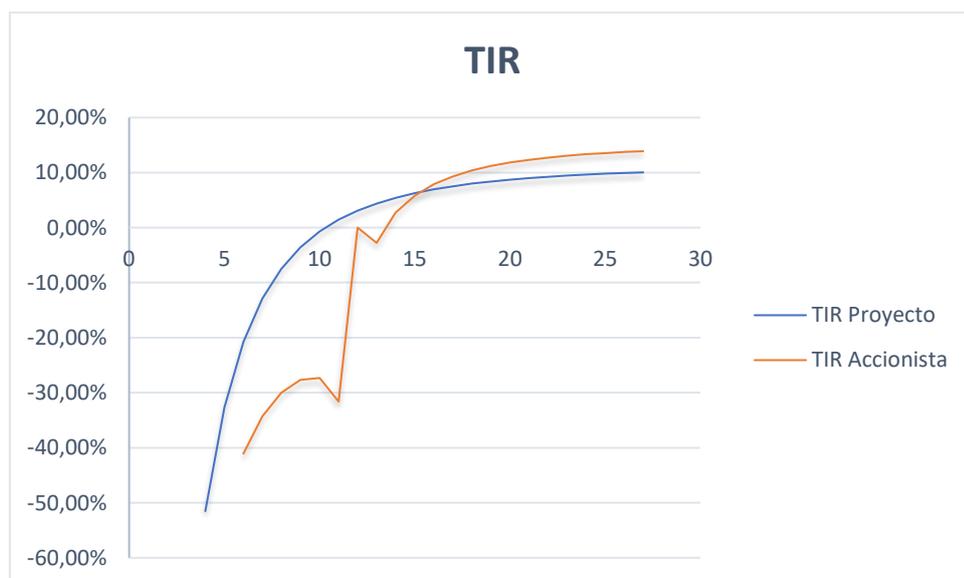


Fig. 7.2: Evolución de la TIR durante la explotación de la central

En esta gráfica observamos cómo la TIR del proyecto incrementa de forma regular, lo cual se debe principalmente a la uniformidad del FCF a lo largo del proyecto. Sin embargo, en la TIR del accionista encontramos una menor homogeneidad causada principalmente por la volatilidad del ECF en las primeras etapas del proyecto (hasta el año 13 aproximadamente). Esta volatilidad se explica principalmente por la devolución del préstamo. Una vez se termina de pagar, observamos como su crecimiento se homogeniza y se asimila a la TIR del proyecto.

Como se puede comprobar en el resumen de resultados, el VAN del proyecto resulta positivo tanto teniendo en cuenta la financiación (4,05 M de euros) como sin ella (4,08 M de euros). Este valor tan solo nos permite determinar la inversión como positiva. A continuación, se presenta una gráfica con la progresión anual del VAN:

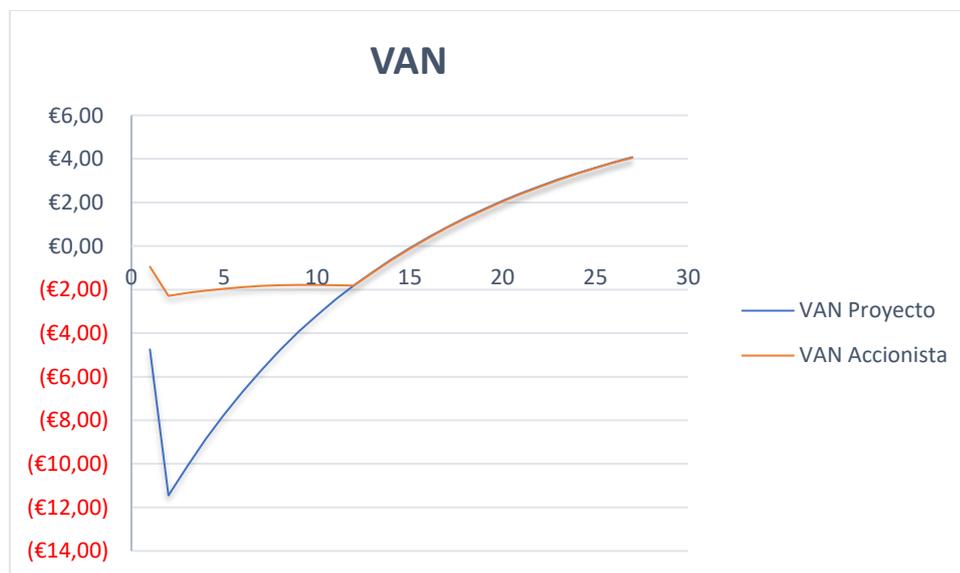


Fig. 7.3: Evolución del VAN durante la explotación de la central

En esta gráfica encontramos que tanto el VAN del proyecto como el del accionista descienden bruscamente en el periodo 2. Esto se debe a que en el año 2 se realiza el pago del 60% de la inversión inicial. Una vez superado

ese tramo, el VAN del proyecto crece uniformemente mientras que en el del accionista, debido a lo explicado con anterioridad, encontramos dos tramos diferenciados: del año 2 al 13 y del 13 al final del proyecto.

Se puede comprobar que la inversión se rentabiliza a los 21 años, lo cual entra dentro de lo esperado. Estos resultados son muy buenos si tenemos en cuenta que la vida útil de una central hidroeléctrica es muy superior a los 25 años contemplados en este proyecto, y puede alcanzar fácilmente los 40 años con pequeñas inversiones en mantenimiento de los equipos electromecánicos para optimizar su rendimiento a lo largo de dicha vida útil.

7.4.2. El ROE y el ROA

A continuación presentamos las gráficas del ROE y del ROA:

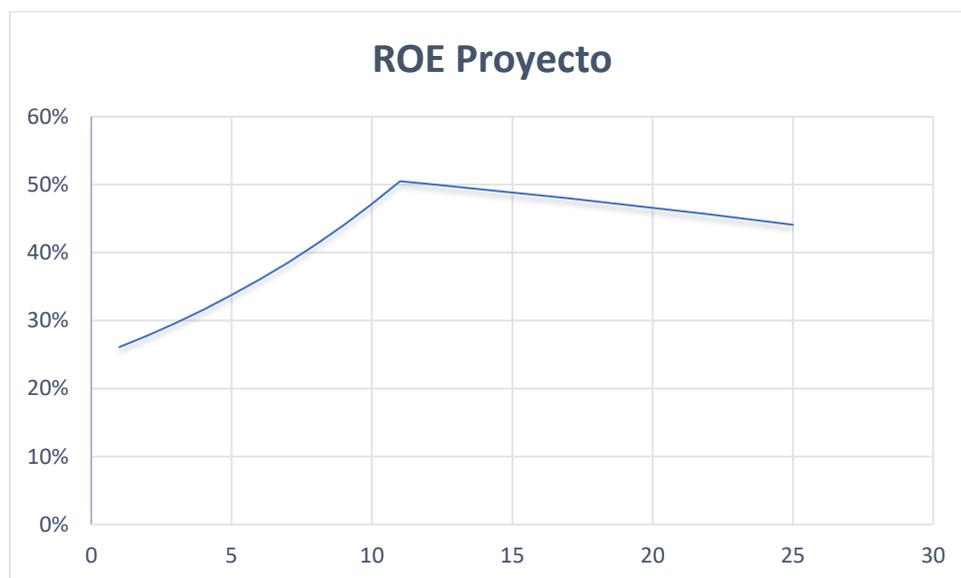


Fig. 7.4: Evolución del ROE

El ROE crece de una manera estable a lo largo de todo el proyecto. Podemos distinguir dos zonas marcadas: desde el comienzo hasta aproximadamente los 10 años del proyecto, y de ahí hasta el final. Podemos comprobar cómo la

pendiente es mayor en el primer tramo que en el segundo. Esto se debe a que en este primer tramo los Beneficios antes de impuestos aumentan progresivamente a un ritmo alto causado por la disminución de la devolución del pago de los créditos. En el segundo tramo los ingresos se mantienen constantes mientras que los gastos incrementan debido a la inflación, lo cual explica la pendiente negativa.

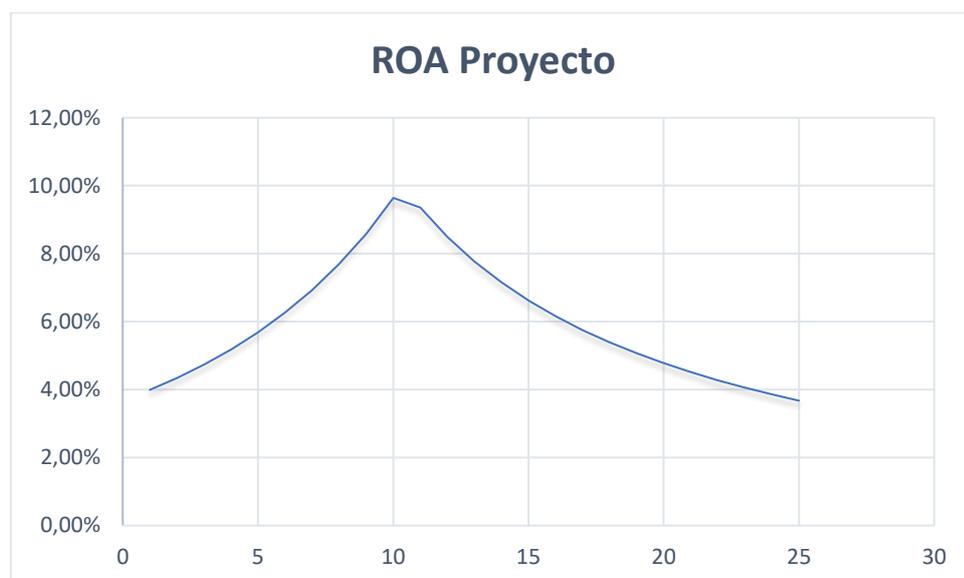


Fig. 7.5: Evolución del ROA

En esta gráfica observamos otras dos zonas diferenciadas que coinciden con los tramos del ROE. La disminución del segundo periodo se debe al aumento de los activos del proyecto (como podemos comprobar por el balance, principalmente en forma de efectivo). Recordemos que estos gráficos podrían cambiar si cambiásemos los supuestos iniciales: si considerásemos un pago de dividendos anual debido al proyecto, la caja disminuiría con su consecuente ajuste a la alza del ROA (causado por la disminución de los activos).

7.4.3. Sensibilidad a los Parámetros

Los resultados obtenidos en el anterior apartado son positivos e indican la viabilidad económica de nuestro proyecto. Recordemos que estos resultados se

apoyan en unas estimaciones basadas en proyectos realizados con anterioridad. Por muy buenas que puedan ser nuestras estimaciones, conviene analizar el impacto que tendría en nuestro análisis económico un desvío de las previsiones iniciales.

Para ello haremos un estudio de cómo varían los principales parámetros de inversión (la TIR y el VAN) frente a un cambio en los distintos parámetros iniciales. Consideramos que nuestras estimaciones iniciales son razonablemente buenas debido al conocimiento adquirido por Gas Natural Fenosa en proyectos similares, por lo que supondremos un margen de error máximo de $\pm 10\%$.

Los parámetros que estudiaremos son aquellos que son más relevantes desde un punto de vista económico: la inversión inicial, que supone el mayor gasto monetario de todo el proyecto; el precio de la energía, ya que la venta de ésta supone el único ingreso de nuestra central y los costes de explotación de la minicentral, siendo estos últimos:

$$\begin{aligned} \text{Costes de Explotación} \\ = \text{Costes O\&M} + \text{Gastos de Administración} + \text{Seguros} + \text{Otros Costes} \end{aligned}$$

7.4.3.1. Inversión

Como explicamos con anterioridad, en este apartado vamos a analizar el comportamiento de los parámetros de inversión de producirse variaciones en las estimaciones de inversión inicial. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 10: Análisis de sensibilidad de la inversión

Sensibilidad a la inversión						
		-10%	-5%	0%	5%	10%
		10,69	11,28	11,88	12,47	13,07
Accionista	TIR	17,29%	15,48%	13,88%	12,50%	11,27%
	VAN	5,13 €	4,60 €	4,05 €	3,52 €	2,98 €
Proyecto	TIR	11,39%	10,69%	10,04%	9,44%	8,89%
	VAN	5,15 €	4,62 €	4,08 €	3,54 €	3,01 €
	ROE	49%	46%	44%	42%	40%
	ROA	3,66%	3,67%	3,67%	3,68%	3,68%

Gráficamente:

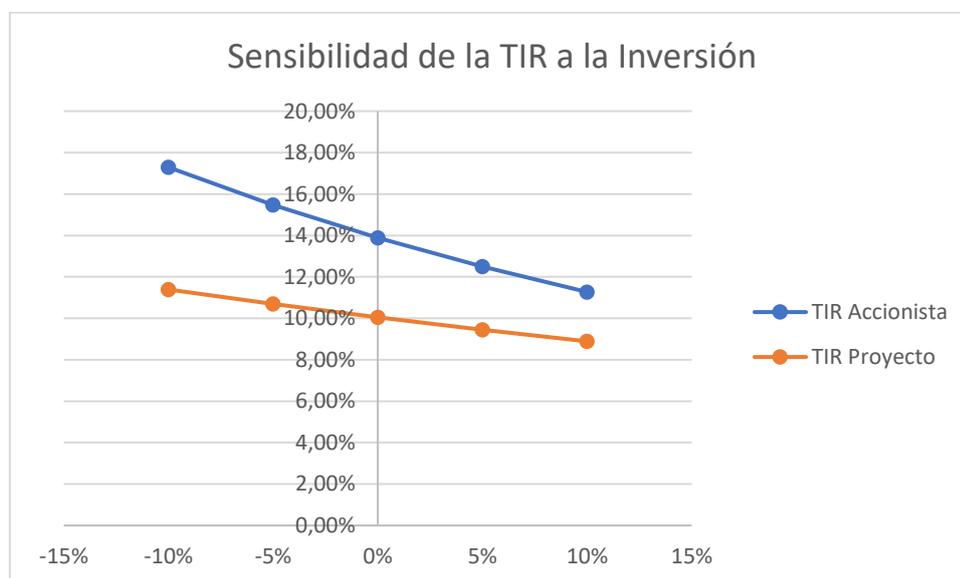


Fig. 7.6: Sensibilidad de la TIR a la inversión

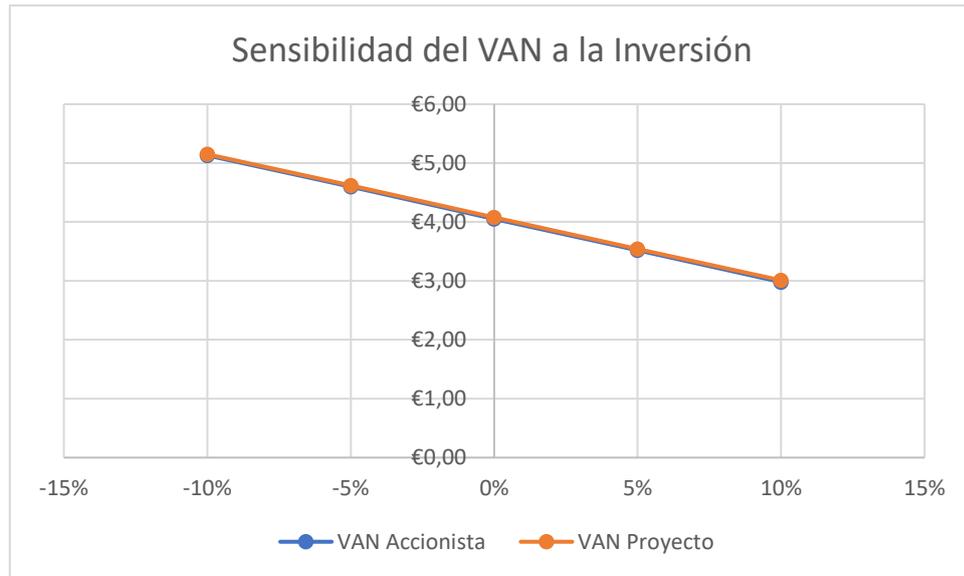


Fig. 7.7: Sensibilidad del VAN a la Inversión

Podemos observar que la tendencia tanto de la TIR como del VAN es decreciente a medida que crece la inversión inicial. La inversión inicial, como era de esperar, tiene un gran peso en ambos índices. La TIR se sitúa en todo momento por encima del valor del WACC (6,40%), lo cual es positivo. Además, podemos observar cómo el ROA varía muy poco, pero el ROE desciende en un 10%. Debido a este gran peso que tiene en nuestros resultados, tendremos que tener especial cuidado a la hora de realizar la obra civil para no retrasarnos y encarecer el proyecto.

7.4.3.2. Precio de la Energía

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad son los siguientes:

Tabla 11: Análisis de Sensibilidad del precio de la energía

Sensibilidad al precio de la energía						
		-10%	-5%	0%	5%	10%
		46,242	48,811	51,38	53,949	56,518
Accionista	TIR	10,48%	12,15%	13,88%	15,67%	17,53%
	VAN	2,27 €	3,16 €	4,05 €	4,95 €	5,84 €
Proyecto	TIR	8,51%	9,29%	10,04%	10,77%	11,49%
	VAN	2,29 €	3,19 €	4,08 €	4,97 €	5,87 €
	ROE	35%	40%	44%	48%	53%
	ROA	3,6%	3,64%	3,67%	3,7%	3,72%

Gráficamente:

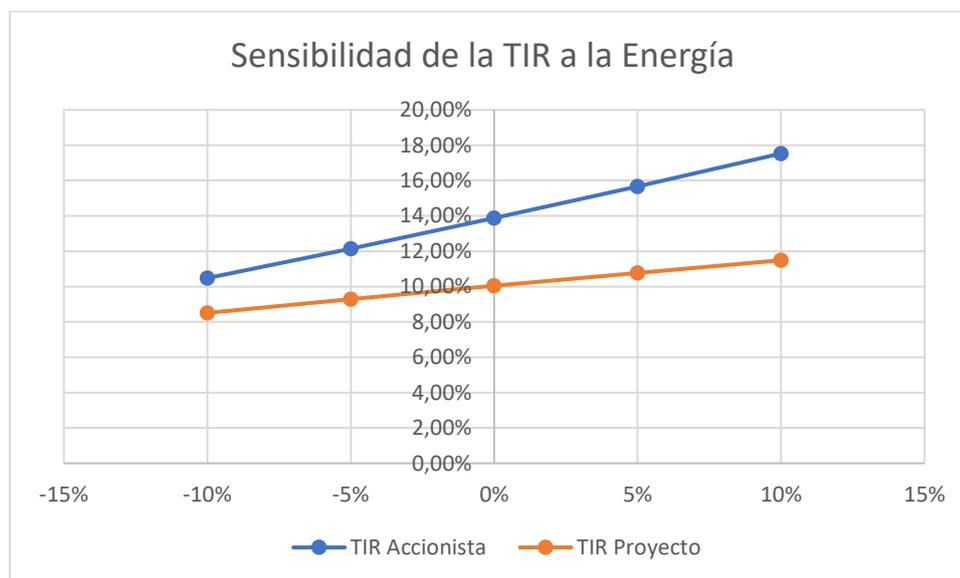


Fig. 7.8: Sensibilidad de la TIR al precio de la energía

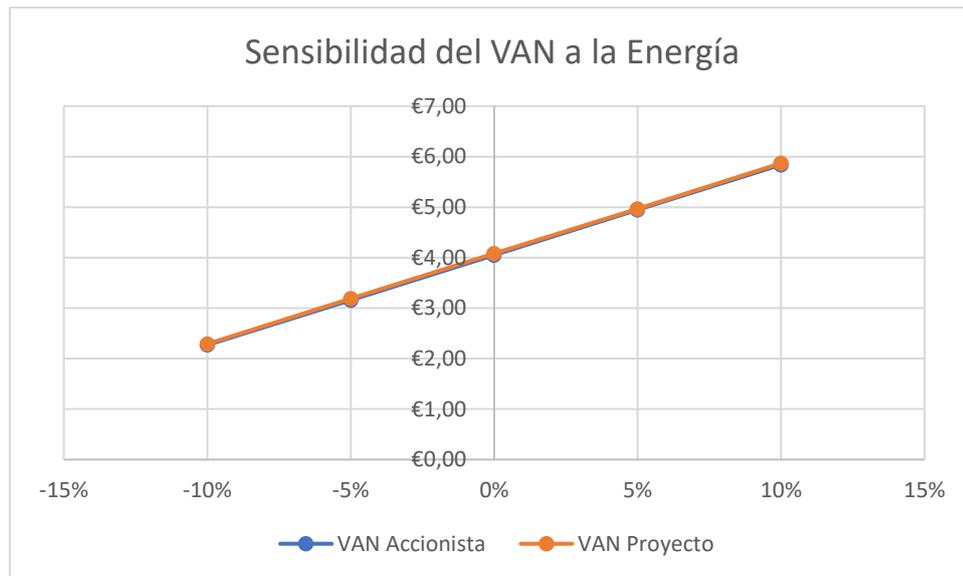


Fig. 7.9: Sensibilidad del VAN al precio de la energía

La venta de energía en el mercado intradiario supone la única fuente de ingresos de nuestra central, y podemos comprobar el gran impacto que una variación de los precios tendría en nuestra rentabilidad.

Los distintos valores que toma la TIR tanto del accionista como del proyecto también están por encima del valor del WACC. El ROE sufre una variación del 18% entre los extremos analizados, lo cual reafirma la importancia que este parámetro tiene en nuestro proyecto.

7.4.3.3. Costes de Explotación

Los costes de explotación suponen el único coste fijo previsible para nuestro proyecto. Su valor es más pequeño que los ingresos y que la inversión inicial, por lo que previsiblemente un desvío del valor estimado tendrá un impacto menor que el de estos valores. En la siguiente tabla se presentan los valores de los costes en el primer periodo de nuestro análisis, ya que para el resto de los periodos se ajustarán a la tasa de inflación:

Tabla 12: Análisis de Sensibilidad a los costes de explotación de la central

Sensibilidad a los costes de explotación						
		-10%	-5%	0%	5%	10%
		0,36	0,38	0,4	0,42	0,44
Accionista	TIR	14,66%	14,27%	13,88%	13,49%	13,11%
	VAN	4,47 €	4,26 €	4,05 €	3,85 €	3,64 €
Proyecto	TIR	10,37%	10,21%	10,04%	9,87%	9,70%
	VAN	4,49 €	4,29 €	4,08 €	3,87 €	3,66 €
	ROE	47%	45%	43%	43%	41%
	ROA	3,73%	3,7%	3,67%	3,64%	3,61%

De una forma gráfica:

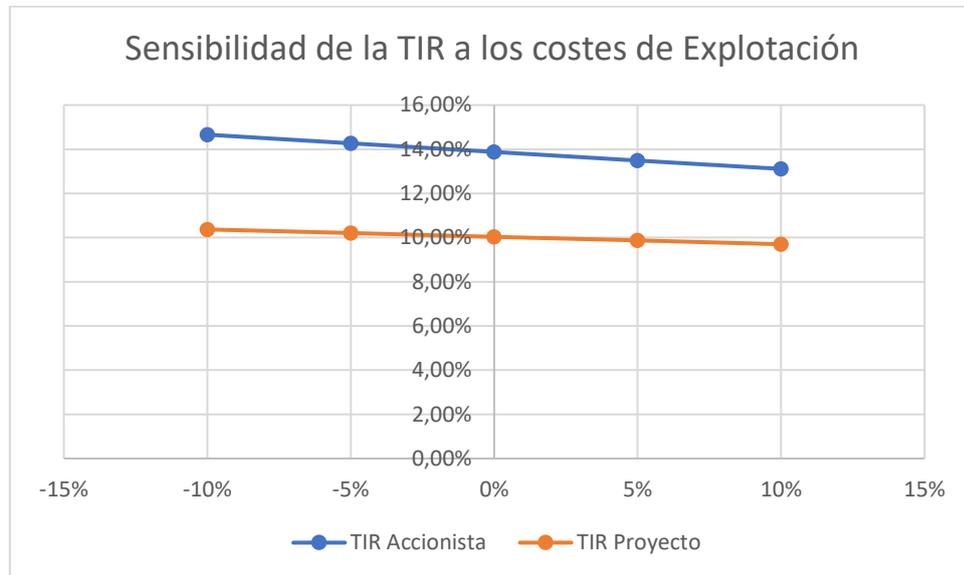


Fig. 7.10: Sensibilidad de la TIR a los costes de explotación

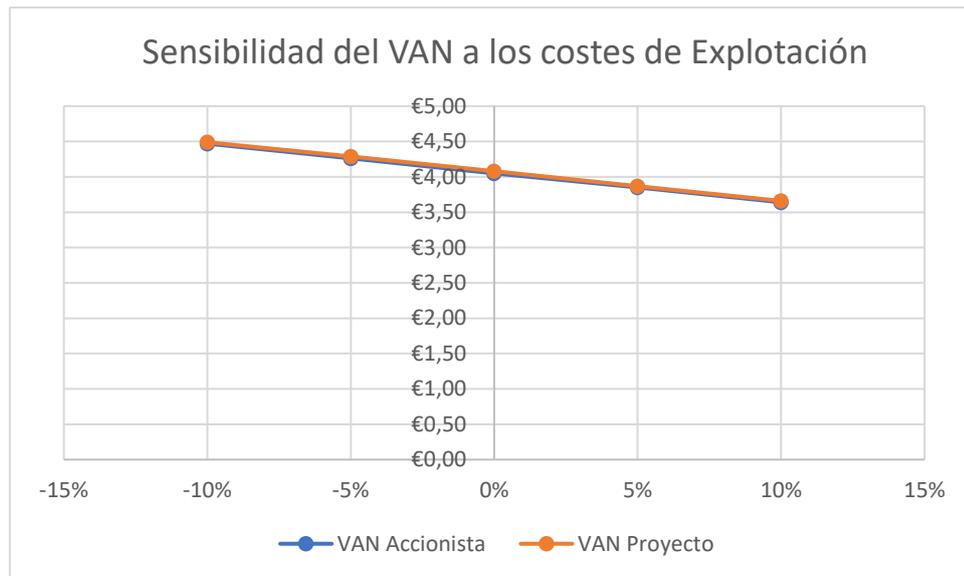


Fig. 7-11: Sensibilidad del VAN a los costes de explotación

Podemos comprobar que estos resultados concuerdan con nuestras predicciones al tener un peso bastante más limitado en la TIR y el VAN. Los valores de la TIR del accionista y del proyecto se sitúan muy por encima del valor del WACC. Por otro lado, los valores del VAN del accionista y del proyecto toman en todo momento valores positivos. Las variaciones del ROE son muy inferiores a las que observábamos en los análisis previos (7% frente al 15% y al 17%). Por lo tanto, no encontramos ningún riesgo que pueda derivar de estos costes.

7.4.4. Estudio de los distintos escenarios

En los anteriores apartados hemos estudiado el escenario base, con las condiciones que estimamos que tienen mayor probabilidad de ajustarse a la realidad. Debido a que estas predicciones tienen asociada cierta incertidumbre, en el siguiente apartado estudiaremos dos escenarios, uno pesimista y otro optimista.

En el escenario pesimista modificaremos los parámetros con mayor peso y nos pondremos en el peor de los casos. Para ello lo primero que haremos será tomar una inversión inicial un 10% superior a la estimación inicial (recordemos que

debido al conocimiento práctico del grupo Gas Natural consideramos que es el máximo error permisible).

Además, consideraremos una caída drástica en el precio de la energía a un valor muy por debajo del actual. Recordemos que, al resultar adjudicatarios de un contrato a largo plazo, el mínimo precio garantizado para nuestra central es de 44 EUR/MWh que se deberá ajustar a la inflación.

Para el escenario optimista consideraremos que el precio inicial que fijamos para la energía (51,38 EUR/MWh) se ajusta a la inflación, con el consecuente aumento de ingresos en nuestro proyecto. Además, consideraremos que nuestra central será un 10% más barata que en nuestra estimación inicial.

7.4.4.1. Escenario Pesimista

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos del análisis del escenario pesimista:

Tabla 13: Resumen del escenario pesimista

Resumen Escenario Pesimista	
Inversión	13,07 MEUR
Ingresos Tota	1,76 MEUR
Gastos Anual	0,51 MEUR
Índices Económicos	
TIR Accionista	7,23%
VAN Accionis	0,52 MEUR
Periodo de Retorno Accionista	18,01 años
TIR Proyecto	6,88%
VAN Proyecto	0,55
Periodo de Retorno Proyecto	14,01 años
ROE	27,35%
ROA	3,55%

Podemos comprobar como los resultados son significativamente peores que los obtenidos en nuestro análisis realista, como era de esperar. El periodo de retorno del accionista y el del proyecto han aumentado desde los 14 y los 11 años hasta los 18 y los 14 respectivamente, lo cual supone un claro empeoramiento. Las tablas completas se muestran en el Anexo B.

También se ha producido una bajada generalizada en los índices económicos tanto del accionista como del proyecto. La TIR del Accionista y la del proyecto son mayores que la tasa de descuento (6,4%), lo cual es un motivo a favor de la inversión ya que estamos obteniendo una rentabilidad ligeramente mayor de lo que pensamos obtener para nuestra inversión. Además, el VAN del proyecto solo toma valores positivos para el último año, y se trata de un valor pequeño (520.000 €). Con todo esto, podríamos decir que en el escenario pesimista nuestro proyecto sería viable. Este resultado es positivo ya que recordemos que nos encontramos en el peor escenario posible que contempla, entre otras cosas, un descenso del precio de la energía de aproximadamente el 20%, algo sumamente improbable.

7.4.4.2. Escenario Optimista

Los resultados obtenidos para el escenario optimista son los siguientes:

Tabla 14: Resumen escenario optimista

Resumen Escenario Optimista	
Inversión	10,69 MEUR
Ingresos Totales	2,06 MEUR/año
Gastos Anuales	0,4 MEUR/año
Índices Económicos	
TIR Accionista	21,21 %
VAN Accionista	8,58 MEUR
Periodo de Retorno Accionista	9,96 años
TIR Proyecto	13,42 %
VAN Proyecto	8,6 MEUR
Periodo de Retorno Proyecto	9,99 años
ROE	108 %
ROA	5,28 %

En este escenario disminuimos la inversión inicial y aumentamos los ingresos ajustándolos a la inflación. Los resultados son muy positivos para todos los índices estudiados: Tanto la TIR del Accionista como la del Proyecto superan con holgura nuestra tasa de descuento, dándole una rentabilidad muy superior a la necesaria para validar el proyecto. Además, ambos valores del VAN son muy positivos, lo cual reafirma la calidad de la inversión. Los flujos de caja y la cuenta de resultados se encuentran en el Anexo C.

Como conclusión a este análisis de los dos escenarios podemos decir que los resultados se ajustan a lo esperado para ambos. De lo aprendido en el escenario pesimista sacamos dos conclusiones: la importancia de ajustarse al presupuesto inicial y el riesgo (no muy probable, todo sea dicho) de que se

produzca un desplome en el precio de la energía. En el siguiente apartado estudiaremos con más profundidad estos riesgos.

8. Análisis de Riesgos

El análisis de riesgos nos permite evaluar el efecto de determinadas incertidumbres asociadas al negocio que planteamos.

En los siguientes apartados analizaremos diferentes aspectos, tanto técnicos como económicos, en los que se han detectado incertidumbres que pudieran dificultar la realización del proyecto.

8.1. Identificación y Control de Riesgos

Como se ha comentado a lo largo del presente trabajo, nuestro proyecto se basa en la adjudicación de un contrato a largo plazo en una subasta estatal. Esto conlleva algunas implicaciones que deberemos de tener en consideración en este apartado.

Por otro lado, al tener nuestra compañía una dilatada experiencia en proyectos similares, los aspectos de ingeniería y construcción consideraremos que están controlados. En este sentido distinguimos incertidumbres en los siguientes ámbitos:

- **Planificación:** Riesgo de ejecución de las obras en plazo. Recordemos que el no terminar las obras dentro del plazo no solo implica incurrir en unos costos adicionales, sino que además se revocarían las condiciones de la subasta, por lo que tiene una importancia añadida.
- **Rentabilidad:** Riesgos asociados a la modificación de las variables en el flujo de caja. Distinguiremos tres tipos de riesgos: No vender la totalidad de la energía producida, el desplome de los precios de la misma y un aumento de los costes de operación y mantenimiento.

Para realizar el análisis de riesgos y tomar decisiones o medidas en consecuencia, debemos priorizar y clasificar los riesgos en función de dos variables: su impacto en el proyecto y su probabilidad de producirse. La siguiente tabla nos sirve para priorizar el análisis de la incertidumbre correspondiente:

		Impacto					
		Muy Bajo	Bajo	Medio	Considerable	Alto	Muy Alto
Probabilidad	Muy Baja	Bajo	Bajo	Bajo	Medio-Bajo	Medio-Bajo	Medio-Bajo
	Baja	Bajo	Bajo	Medio-Bajo	Medio-Bajo	Medio	Medio
	Media	Bajo	Medio-Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio-Alto
	Probable	Medio-Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio-Alto	Alto
	Alta	Medio-Bajo	Medio	Medio	Medio-Alto	Alto	Alto
	Muy Alta	Medio-Bajo	Medio	Medio-Alto	Alto	Alto	Alto

Fig 8.1: Valoración de los riesgos del Proyecto

8.2. Riesgos de Planificación

Como mencionamos con anterioridad, uno de los mayores riesgos al que nos enfrentamos es al de no terminar las obras en plazo, incluyendo en ello la obtención de licencias, permisos y ejecución de la obra.

El impacto es muy alto, ya que además de no cobrar por la venta de energía podríamos perder los beneficios de resultar adjudicatarios en la subasta.

Sin embargo, debido a la curva de aprendizaje en proyectos de centrales hidráulicas en España, reducen significativamente la probabilidad de aparición del evento. Nos situamos pues, dada la experiencia de la compañía en un riesgo con un impacto muy alto pero de una probabilidad muy baja, esto es un riesgo de grado medio-bajo.

8.3. Riesgos de Rentabilidad

8.3.1. Cantidad de Energía Vendida

Una de las variables que más puede afectar a nuestro proyecto es la cantidad de energía que podemos llegar a vender en el mercado intradiario. Por tanto, tiene un impacto alto.

Sin embargo, como mencionamos en el apartado del estudio económico financiero, debido al sistema de casación de precios del OMIE, esto es sumamente improbable. Por ello, consideraremos que el riesgo total es medio-bajo.

8.3.2. Precio de la Energía

Como hemos cerciorado en los múltiples análisis económicos precios, tanto de sensibilidad como cuando consideramos diversos escenarios, el precio de la energía es de las pocas variables que pueden modificar nuestros ingresos. También hemos comprobado cómo las variaciones más mínimas tienen un fuerte impacto en nuestros resultados. Por lo tanto, consideraremos que el impacto es muy alto.

Además, a diferencia de las variables anteriores, la incertidumbre asociada al precio de la energía es mayor. Es imposible predecir con un mínimo de fiabilidad el precio que la energía tendrá de aquí a 25 años, por lo que consideraremos la probabilidad de que tome un valor por debajo de nuestras expectativas es media. Así, en conjunto hablamos de un riesgo medio-alto.

8.3.3. Costes Anuales del Proyecto

La tercera variable que pudiera interferir con la rentabilidad del proyecto son los costes asociados al mantenimiento de la planta.

A pesar de ello, a raíz de nuestro análisis de sensibilidad, podemos considerar el impacto que una fluctuación en este ámbito pudiera tener como muy bajo. La fuente que consultamos para hacer la estimación de estos costes (el IDEA) tiene una fiabilidad razonable, por lo que consideramos la probabilidad de que esto ocurra como media. Consecuentemente, el riesgo asociado es bajo.

9. Estudio Legal

Según se mencionó en el apartado 3 del presente trabajo, para comenzar la construcción de la C.H Belesar IV es imprescindible obtener un permiso: El informe de impacto ambiental.

9.1. Declaración de Impacto Ambiental

Lo primero que se debe realizar, antes de comenzar la obra es conseguir el informe de impacto ambiental de proyecto. Este informe es realizado y evaluado íntegramente por la Consellería de Medio Ambiente e Ordenación do Territorio de la Xunta de Galicia.

En primer lugar, hay que presentar un documento de inicio, que según el artículo 34.2 de la Ley 21/2013 debe de incluir la siguiente información [17]:

- Definición, características y localización del proyecto.
- Principales alternativas que se consideran y análisis de los potenciales impactos de cada una de ellas.
- Un diagnóstico territorial y del medio ambiente afectado.

Una vez presentado el documento inicial, el siguiente paso a realizar es realizar un Estudio de Impacto Ambiental, en el que se debe incluir, entre otros documentos, la siguiente información [16]:

- **Descripción general del proyecto y previsiones en el tiempo en relación con la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidades de residuos vertidos y emisiones de materia o energía resultantes.** En este apartado convendría explicar el proyecto constructivo y la naturaleza del mismo, ya que recordemos que se trata de un aprovechamiento de un excedente del caudal ecológico de una presa ya existente.

- **Exposición de las principales alternativas estudiadas, incluida la alternativa cero o de no realización del proyecto, y justificación de las razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.**
- **Evaluación y, si procede, cuantificación de los efectos previsibles directos o indirectos, acumulativos y sinérgicos del proyecto sobre la población, la flora, la fauna, el suelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el paisaje y los bienes materiales, incluido el patrimonio cultural, y la interacción entre todos los factores mencionados, durante las fases de ejecución, explotación y, en su caso, durante la demolición o abandono del proyecto.** Debido a que la presa ya está construida y a que ya existen dos centrales hidroeléctricas en funcionamiento en dicho emplazamiento, consideramos que el impacto sobre la flora y la fauna va a ser mínimo. Además, el emplazamiento se encuentra considerablemente alejado de ninguna población, por lo que también habría que descartar cualquier impacto en ese sentido.
- **Medidas previstas para prevenir, corregir y, en su caso, compensar los efectos adversos sobre el medio ambiente.** Recordemos de nuevo que la construcción de esta central responde a motivos ecológicos, lo cual consideramos que amortigua los impactos adversos que pudiera tener sobre el medio ambiente.
- **Programa de Vigilancia Ambiental.**
- **Resumen del estudio y conclusiones.**

Después de presentar este documento, el órgano ambiental se encarga de formular la Declaración de Impacto Ambiental, la cual determina las condiciones para desarrollar el proyecto.

En resumidas cuentas, consideramos que es factible conseguir la aprobación del Órgano ambiental debido a la naturaleza medioambiental del proyecto, y debido al escaso impacto que tendría construir una nueva central.

10. Conclusiones

En el presente trabajo hemos analizado la viabilidad de la central hidroeléctrica de Belesar IV. Para ello hemos analizado el problema inicial, hemos analizado las condiciones del entorno en el que se encontrará, hemos establecido algunos parámetros como el tiempo de construcción de la obra o la estrategia de ventas y con todo ello hemos analizado la central desde un punto de vista económico. A continuación se presentan las conclusiones a las que hemos llegado.

En primer lugar, nos encontramos con que el problema planteado inicialmente es la existencia de un excedente de agua no aprovechable por las centrales ya existentes, operadas por el grupo Gas Natural Fenosa. Este excedente es provocado por la decisión por parte de Confederación Hidrológica del Miño-Sil de aumentar el caudal ecológico del río. Un rápido análisis nos permitió determinar que la mejor solución para afrontar este problema es la construcción de una central, Belesar IV, que nos permita convertir este excedente de agua en energía.

El mercado de generación español es un entorno con un bajo nivel de competencia, debido a la baja cantidad de empresas que en él operan. Además, se trata de un mercado con altas barreras de entrada y de salida, lo cual dificulta que entren en él nuevos competidores. Por lo tanto, al ser Gas Natural Fenosa una de esas pocas empresas, la inversión para construir una nueva central reafirmará su posición dentro del mismo. Asimismo, al tratarse de una central de generación de origen renovable, aportará una mayor diversidad a su mix energético, lo cual puede potencialmente atraer a nuevos inversores.

Dentro de las posibilidades para introducir este proyecto en el sistema, se ha decidido que presentarlo a la subasta de energías renovables es la mejor alternativa. A pesar de los riesgos que entraña el hacer esto (como por ejemplo el perder las ventajas de la subasta de no terminar la obra en el plazo de dos años), los conocimientos de GNF en tareas similares los disipan del todo. De este modo, a cambio de renunciar a una retribución a la inversión inicial, nos garantizamos dos cosas: En primer lugar unos ingresos mínimos

durante el periodo de operación de la central de 44 EUR/MWh, y en segundo lugar un periodo para operarla libremente durante 25 años. Se ha considerado por tanto que los beneficios superan por mucho a las desventajas.

La estrategia de ventas que se propone a la hora de gestionar la central se apoya tanto en las condiciones propias del mercado de venta de energía como en las ventajas garantizadas por la subasta. Se trata de una estrategia agresiva: la de ofrecer la totalidad de la energía producida a precios mucho menores que los del mercado para garantizar la venta de la totalidad de la energía producida. Debido al carácter marginalista del mercado de energía intradiario, en el que el precio más caro adjudicado marca el precio de toda la energía puesta en venta, lo normal es que se venda la energía a precio de mercado. De vender la energía a un precio mucho menor al del mercado, el estado nos pagaría la diferencia hasta llegar a los 44 EUR/MWh.

Una vez establecidos los costes de la central, analizamos la central desde un punto de vista económico. Para dotar a este análisis de un mayor realismo, consideramos tres escenarios distintos en función de varios parámetros: uno favorable, otro neutro y uno desfavorable. Para ayudarnos a realizar este análisis nos valdremos de varios índices, entre los que cabe destacar la TIR, el VAN, el ROE, el ROA y el periodo de Payback.

Para el escenario neutro obtuvimos unos resultados razonablemente positivos: la inversión se recupera a los 12 años de la puesta en marcha de la central, y obtenemos una TIR superior a la tasa de descuento en más de 4 puntos. El VAN también es positivo, y ronda los 4 millones de euros. Además, la caja acumulada a lo largo del proyecto es de 18,9 millones de euros.

Para el escenario optimista obtuvimos un periodo de retorno de la inversión de 8 años, sustancialmente menor al del escenario neutro. La TIR del proyecto supera a la tasa de descuento en 7 puntos (13,42 frente a 6,4), y el VAN obtenido es de 8,6 millones de euros.

Por último, en el escenario pesimista (para el cual hemos considerado un desplome del precio de la energía) hemos obtenido una TIR ligeramente superior a la tasa de descuento (6,88 frente a 6,4) y un VAN de 0,55 millones de euros. Por lo tanto consideramos que, al obtener resultados positivos incluso en el escenario más desfavorable, se trata de una buena oportunidad de inversión.

Además, llevamos a cabo un análisis de sensibilidad de varios de los factores más relevantes, en los que llegamos a la conclusión que el que más peso tenía sobre la rentabilidad del proyecto es el precio de la energía. Esto nos reafirma en nuestra decisión de presentar nuestro proyecto a la subasta de renovables, para garantizar la rentabilidad del proyecto. Otro de los riesgos más destacados de todos los considerados es el no terminar las obras a tiempo, lo cual nos haría perder la totalidad de las ventajas que garantiza la subasta. Sin embargo, debido a la experiencia del grupo Gas Natural Fenosa en proyectos de construcción de centrales hidráulicas en España, consideramos que la probabilidad de que esto ocurra es muy baja.

En la última parte de nuestro análisis, el estudio legal, analizamos los requisitos necesarios para conseguir la declaración de Impacto Ambiental, un documento necesario para comenzar la construcción del proyecto en Galicia. Debido a la naturaleza ecológica del proyecto, y a que este se apoya en una decisión de carácter medioambiental como lo es el establecimiento de un nuevo caudal ecológico para el río, consideramos que el impacto es mínimo y es superado con creces por los beneficios que este conlleva.

Por todos estos motivos, consideramos que el proyecto de la C.H. Belesar IV es viable.

11. Propuesta de próximos pasos

Una vez expuesto este proyecto, conviene explicar los futuros pasos a dar para que este pueda llevarse a cabo. Lo primero que habría que conseguir son los permisos, tanto por parte de la Xunta de Galicia (con la declaración de impacto ambiental) como por parte del Ministerio de Industria. Una vez se cuenten con esos permisos, habría que acudir al consejo del grupo Gas Natural Fenosa para que aprueben las condiciones de financiación. Cabe destacar que el permiso del Ministerio de Industria puede conseguirse a la hora de presentar el proyecto a la subaste energética del IFER y resultar adjudicatarios, lo cual supondría un ahorro de pasos notable.

Una vez conseguidos todos los permisos pertinentes, se llevará a cabo el estudio de ingeniería básico de la central. Este estudio incluye una aproximación topográfica y geológica el cual podría suponer un cambio en la situación de la casa de máquinas de la central. Estos estudios topográficos son costosos y tardan bastante tiempo en realizarse, por lo que se propone utilizar los ya realizados para la C.H. Belesar II, ya que son bastante recientes y siguen siendo válidos.

El siguiente paso por dar será realizar los cálculos de ingeniería de detalle de la central, entre los cuales se incluyen los siguientes cálculos:

- Diseño de las principales tuberías
- Métodos constructivos
- Cálculos estructurales de la obra civil del proyecto
- Revisión de los estudios hidrológicos disponibles
- Especificaciones de la interconexión a la red
- ...

Una vez llevados a cabo todos estos pasos podrá comenzarse la construcción de la Central.

12. Referencias Bibliográficas

- [1] “Cuenca del Miño”. *Comisión para la Aplicación y Desarrollo del Convenio de Albufeira*. [En línea]. Disponible en: <http://www.cadc-albufeira.eu/es/cuencas-hidrograficas/cuenca-minio/>
- [2] “Marco Físico”. *Confederación Hidrográfica del Miño-Sil, O.A.* [En línea]. Disponible en: <https://www.chminosil.es/es/chms/demarcacion/marco-fisico>
- [3] “Embalse de Belesar”. *Embalses.net*. [En línea]. Disponible en: <http://www.embalses.net/pantano-691-belesar.html>
- [4] J.J. Garcia Egocheaga, “Centrales a pie de presa”. *Juan José García Egocheaga*. [En línea]. Disponible en: <http://www.juanjosegarciaegocheaga.com/tecnicatipos.html>
- [5] “Centrales hidroeléctricas de bombeo”. *Global Electricity*. [En línea]. Disponible en: <https://globelectricity.wordpress.com/2013/10/07/centrales-hidroelectricas-de-bombeo/>
- [6] *Confederación Hidrográfica del Miño-Sil, O.A.* . “Capítulo IV: Restricciones al uso, prioridades de usos y asignación de recursos”, en *Plan Hidrológico de la parte española de la demarcación hidrográfica del Miño-Sil 2016-2021*. (9-32)
- [7] E. Vaquero Palacios, “Regulación del mercado eléctrico en España y energías Renovables”, *EOI*, 14-11-2014, [En línea]. Disponible en: <http://www.eoi.es/blogs/merme/regulacion-del-mercado-electrico-en-espana-y-energias-renovables/>
- [8] Instituto Nacional de Estadística, “Contabilidad Nacional (PIB)”, [En línea]. Disponible en: http://www.ine.es/prensa/pib_prensa.htm
- [9] Banco de España, “Proyecciones Macroeconómicas de España (2018-2020)”, 13-03-2018, [En línea]. Disponible en: https://www.bde.es/bde/es/areas/analisis-economi/analisis-economi/proyecciones-mac/Proyecciones_macroeconomicas.html

[10] L.A. Guerras, L. Navas, *Fundamentos de dirección estratégica de la empresa*. Madrid: Civitas Ediciones, 2012.

[11] Red Eléctrica de España. “Avance del informe del Sistema Eléctrico Español”. 20-12-2017

[12] J. Roldán, “¿Existe competencia en el mercado de generación eléctrica en España?”, Conecta Energía, 29-09-2015, disponible en: <http://conecta-energia.es/existe-competencia-en-el-mercado-de-generacion-electrica-en-espana/>

[13] “La subasta de ayudas a renovables más complicada del mundo”. El Economista. [En línea]. Disponible en: <http://www.economista.es/energia/noticias/8311703/04/17/La-subasta-de-ayudas-a-renovables-mas-complicada-del-mundo.html>

[14] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. “Minicentrales Hidroeléctricas”. Octubre 2006.

[15] “Cálculo de variaciones del Índice de Precios de Consumo”. Instituto Nacional de Estadística. [En línea]. Disponible en: <http://www.ine.es/varipc/>

[16] Xunta de Galicia. “Documento de Inicio”. Consellería de Medio Ambiente e Ordenación do Territorio. [En línea]. Disponible en: cmaot.xunta.gal/seccion-organizacion/c/CMAOT_SX_de_Calidade_e_Avaliacion_Ambiental?content=SX_Calidade_Avaliacion_Ambiental/Avaliacion_impacto_ambiental_proyectos/Seccion_AIA.html&sub=Documentos_AIA/

[17] Art. 35 y anexo VI de la Ley 21/2013

ANEXO A:

Amortizaciones de los equipos de la central

Amortizaciones	Valor Total	Periodo Amortización	Amortización Anual
Equipos	5.137.992 €	25	205.520 €
Central	6.740.774 €	40	168.519 €
			374.039 €

ANEXO B: Cuenta de resultados y flujos de caja en el Escenario Pesimista

Balance	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
ACTIVO																											
Fijo	5,23	13,07	12,7	12,2	11,8	11,4	11,0	10,6	10,2	9,8	9,4	9,0	8,5	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,1	5,7	5,2	4,8	4,4	4,0	3,6	3,2	2,8
Circulante	0,0	0,0	-0,2	-0,4	-0,6	-0,8	-1,1	-1,4	-1,7	-2,0	-2,4	-2,8	-1,7	-0,7	0,4	1,4	2,4	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,4	10,4	11,4	12,3
Otro	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caja	0	0	-0,18	-0,38	-0,60	-0,84	-1,10	-1,39	-1,70	-2,04	-2,40	-2,80	-1,74	-0,68	0,36	1,40	2,43	3,46	4,47	5,48	6,48	7,47	8,46	9,43	10,40	11,35	12,30
Total	5,23	13,07	12,5	11,9	11,2	10,6	9,9	9,2	8,5	7,7	7,0	6,2	6,8	7,4	8,1	8,7	9,3	9,9	10,5	11,1	11,7	12,3	12,9	13,4	14,0	14,5	15,1
PASIVO																											
Capital	1,05	2,61	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Resultados	0	0	0,2	0,4	0,6	0,9	1,2	1,6	2,0	2,4	3,0	3,5	4,2	4,8	5,5	6,1	6,7	7,3	7,9	8,5	9,1	9,7	10,3	10,8	11,4	11,9	12,5
Reservas	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deudas a largo	4,18	10,45	9,7	8,9	8,0	7,1	6,1	5,0	3,9	2,7	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deudas a corto	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	5,23	13,07	12,5	11,9	11,2	10,6	9,9	9,2	8,5	7,7	7,0	6,2	6,8	7,4	8,1	8,7	9,3	9,9	10,5	11,1	11,7	12,3	12,9	13,4	14,0	14,5	15,1
CUENTA DE RESULTADOS																											
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Venta de Energía	0	0	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	0	0	1,76																								
Costes de O&M	0	0	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35
Gastos Administración	0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12
Seguros	0	0	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Otros Costes	0	0	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	0	0	0,40	0,41	0,42	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,50	0,51	0,52	0,54	0,55	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,63	0,64	0,64
EBITDA	0	0	1,36	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,31	1,31	1,30	1,29	1,28	1,27	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,21	1,20	1,19	1,17	1,16	1,15	1,14	1,13
Amortización	0	0	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429	-0,4114429
TOTAL AMORTIZACIÓN	0	0	-0,4114429																								
EBIT	0	0	0,95	0,94	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73	0,71
Intereses	0	0	-0,73 €	-0,68 €	-0,62 €	-0,56 €	-0,50 €	-0,43 €	-0,35 €	-0,27 €	-0,19 €	-0,10 €															
RESULTADO FINANCIERO	0	0	-0,73 €	-0,68 €	-0,62 €	-0,56 €	-0,50 €	-0,43 €	-0,35 €	-0,27 €	-0,19 €	-0,10 €															
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	0	0	0,22 €	0,27 €	0,31 €	0,37 €	0,42 €	0,48 €	0,55 €	0,62 €	0,70 €	0,78 €	0,87 €	0,86 €	0,85 €	0,84 €	0,83 €	0,82 €	0,81 €	0,80 €	0,78 €	0,77 €	0,76 €	0,75 €	0,74 €	0,73 €	0,71 €
Impuestos sobre beneficios	0	0	-0,06	-0,07	-0,08	-0,09	-0,11	-0,12	-0,14	-0,16	-0,17	-0,19	-0,22	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,19	-0,19	-0,19	-0,18	-0,18	-0,18
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPUESTOS	0	0	0,17 €	0,20 €	0,24 €	0,27 €	0,32 €	0,36 €	0,41 €	0,47 €	0,52 €	0,58 €	0,65 €	0,64 €	0,64 €	0,63 €	0,62 €	0,61 €	0,60 €	0,60 €	0,59 €	0,58 €	0,57 €	0,56 €	0,55 €	0,55 €	0,54 €
FLUJOS DE CAJA																											
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
INVERSIÓN																											
Inversión Activos Fijos	5,23	7,84																									
TOTAL INVERSIÓN	5,23	7,84																									
CRÉDITO	4,181325702	6,271988553																									
Principal	0	0	-0,76 €	-0,81 €	-0,87 €	-0,93 €	-0,99 €	-1,06 €	-1,14 €	-1,21 €	-1,30 €	-1,39 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Interés	0	0	-0,73 €	-0,68 €	-0,62 €	-0,56 €	-0,50 €	-0,43 €	-0,35 €	-0,27 €	-0,19 €	-0,10 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
TOTAL CRÉDITO	0	0	-1,49 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €									
EQUITY CASH FLOW	-1,05	-1,57	-0,19 €	-0,20 €	-0,23 €	-0,24 €	-0,24 €	-0,25 €	-0,26 €	-0,27 €	-0,28 €	-0,29 €	-0,30 €	-0,31 €	-0,32 €	-0,33 €	-0,34 €	-0,35 €	-0,36 €	-0,37 €	-0,38 €	-0,39 €	-0,40 €	-0,41 €	-0,42 €	-0,43 €	-0,44 €
Cash flow acumulado	-1,05	-2,613328564	-2,79 €	-2,99 €	-3,21 €	-3,45 €	-3,71 €	-4,00 €	-4,31 €	-4,65 €	-5,02 €	-5,41 €	-5,83 €	-6,29 €	-6,79 €	-7,33 €	-7,90 €	-8,50 €	-9,13 €	-9,79 €	-10,48 €	-11,20 €	-11,95 €	-12,73 €	-13,54 €	-14,38 €	-15,25 €
TIR Accionista (%)	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!	# NUM!
VAN (MEUR)	-1,05 €	-2,52 €	-2,68 €	-2,84 €	-3,01 €	-3,19 €	-3,37 €	-3,56 €	-3,75 €	-3,94 €	-4,14 €	-4,34 €	-4,54 €	-4,74 €	-4,94 €	-5,14 €	-5,34 €	-5,54 €	-5,74 €	-5,94 €	-6,14 €	-6,34 €	-6,54 €	-6,74 €	-6,94 €	-7,14 €	-7,34 €
ROE	8%	10%	12%	14%	16%	19%	21%	24%	27%	30%	33%	33%	32%	32%	32%	32%	31%	31%	30%	30%	29%	29%	28%	28%	27%		

Anexo C: Cuenta de resultados y flujos de caja en el Escenario Optimista

Balance																												
ACTIVO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Fijo		4,28	10,69	10,4	10,0	9,7	9,3	9,0	8,7	8,3	8,0	7,7	7,3	7,0	6,7	6,3	6,0	5,6	5,3	5,0	4,6	4,3	4,0	3,6	3,3	2,9	2,6	2,3
Circulante		0,0	0,0	0,3	0,5	0,8	1,1	1,4	1,8	2,1	2,4	2,8	3,2	4,8	6,4	8,0	9,7	11,5	13,2	15,0	16,8	18,6	20,5	22,4	24,4	26,4	28,4	30,5
Otro		0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caja		0	0	0,26	0,53	0,82	1,12	1,44	1,76	2,10	2,45	2,80	3,17	4,77	6,39	8,05	9,73	11,45	13,20	14,98	16,80	18,65	20,53	22,45	24,40	26,40	28,42	30,49
Total		4,28	10,69	10,6	10,6	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	10,5	11,8	13,0	14,4	15,7	17,1	18,5	19,9	21,4	22,9	24,5	26,1	27,7	29,3	31,0	32,8
PASIVO																												
Capital		0,86	2,14	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Resultados		0	0	0,5	1,1	1,8	2,5	3,3	4,2	5,1	6,1	7,2	8,4	9,6	10,9	12,2	13,6	15,0	16,4	17,8	19,3	20,8	22,3	23,9	25,6	27,2	28,9	30,6
Reservas		0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deudas a largo		3,42	8,55	7,9	7,3	6,6	5,8	5,0	4,1	3,2	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deudas a corto		0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total		4,28	10,69	10,6	10,6	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	10,5	11,8	13,0	14,4	15,7	17,1	18,5	19,9	21,4	22,9	24,5	26,1	27,7	29,3	31,0	32,8
CUENTA DE RESULTADOS																												
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Venta de Energía		0	2,06	2,10	2,14	2,18	2,23	2,27	2,31	2,36	2,41	2,45	2,50	2,55	2,60	2,65	2,70	2,76	2,81	2,86	2,92	2,98	3,04	3,10	3,16	3,22	3,28	3,28
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN		0	2,06	2,10	2,14	2,18	2,23	2,27	2,31	2,36	2,41	2,45	2,50	2,55	2,60	2,65	2,70	2,76	2,81	2,86	2,92	2,98	3,04	3,10	3,16	3,22	3,28	
Costes de O&M		0	0	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35
Gastos Administración		0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12
Seguros		0	0	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Otros Costes		0	0	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10
GASTOS DE EXPLOTACIÓN		0	0	0,40	0,41	0,42	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,63	0,64	
EBITDA		0	0	1,66	1,69	1,72	1,76	1,79	1,83	1,86	1,90	1,94	1,98	2,01	2,05	2,09	2,14	2,18	2,22	2,26	2,31	2,35	2,40	2,45	2,49	2,54	2,59	2,64
Amortización		0	0	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351	-0,3366351
TOTAL AMORTIZACIÓN		0	0	-0,3366351																								
EBIT		0	0	1,32	1,36	1,39	1,42	1,46	1,49	1,53	1,56	1,60	1,64	1,68	1,72	1,76	1,80	1,84	1,88	1,93	1,97	2,02	2,06	2,11	2,16	2,21	2,26	2,31
Intereses		0	0	-0,60 €	-0,56 €	-0,51 €	-0,46 €	-0,41 €	-0,35 €	-0,29 €	-0,22 €	-0,15 €	-0,08 €															
RESULTADO FINANCIERO		0	0	-0,60 €	-0,56 €	-0,51 €	-0,46 €	-0,41 €	-0,35 €	-0,29 €	-0,22 €	-0,15 €	-0,08 €															
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS		0	0	0,72 €	0,80 €	0,88 €	0,96 €	1,05 €	1,14 €	1,24 €	1,34 €	1,45 €	1,56 €	1,68 €	1,72 €	1,76 €	1,80 €	1,84 €	1,88 €	1,93 €	1,97 €	2,02 €	2,06 €	2,11 €	2,16 €	2,21 €	2,26 €	2,31 €
Impuestos sobre beneficios		0	0	-0,18	-0,20	-0,22	-0,24	-0,26	-0,29	-0,31	-0,34	-0,36	-0,39	-0,42	-0,43	-0,44	-0,45	-0,46	-0,47	-0,48	-0,49	-0,50	-0,52	-0,53	-0,54	-0,55	-0,56	-0,58
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPUESTOS		0	0	0,54 €	0,60 €	0,66 €	0,72 €	0,79 €	0,86 €	0,93 €	1,01 €	1,09 €	1,17 €	1,26 €	1,29 €	1,32 €	1,35 €	1,38 €	1,41 €	1,45 €	1,48 €	1,51 €	1,55 €	1,58 €	1,62 €	1,65 €	1,69 €	1,73 €
FLUJOS DE CAJA																												
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
INVERSIÓN																												
Inversión Activos Fijos		4,28	6,41																									
TOTAL INVERSIÓN		4,28	6,41																									
CRÉDITO		3,421084665	5,131626998																									
Principal		0	0	-0,62 €	-0,66 €	-0,71 €	-0,76 €	-0,81 €	-0,87 €	-0,93 €	-0,99 €	-1,06 €	-1,14 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Interés		0	0	-0,60 €	-0,56 €	-0,51 €	-0,46 €	-0,41 €	-0,35 €	-0,29 €	-0,22 €	-0,15 €	-0,08 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
TOTAL CRÉDITO		0	0	-1,22 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €									
EQUITY CASH FLOW		-0,86	-1,28	0,26 €	0,27 €	0,29 €	0,30 €	0,31 €	0,33 €	0,34 €	0,35 €	0,36 €	0,37 €	1,60 €	1,62 €	1,66 €	1,69 €	1,72 €	1,75 €	1,78 €	1,82 €	1,85 €	1,88 €	1,92 €	1,95 €	1,99 €	2,03 €	2,07 €
Cash flow acumulado		-0,86	-2,138177916	-1,88 €	-1,60 €	-1,32 €	-1,02 €	-0,70 €	-0,38 €	-0,04 €	0,31 €	0,67 €	1,03 €	2,63 €	4,25 €	5,91 €	7,60 €	9,31 €	11,06 €	12,84 €	14,66 €	16,51 €	18,39 €	20,31 €	22,27 €	24,26 €	26,29 €	28,35 €
TIR Accionista (%)		#NUM!	#NUM!	#NUM!	-51,42%	-31,64%	-18,97%	-10,51%	-4,64%	-0,42%	2,70%	5,05%	0,00%	11,60%	14,31%	16,10%	17,36%	18,28%	18,97%	19,50%	19,92%	20,24%	20,50%	20,71%	20,88%	21,01%	21,12%	21,21%
VAN (MEUR)		-0,86 €	-2,06 €	-1,83 €	-1,60 €	-1,38 €	-1,16 €	-0,94 €	-0,73 €	-0,53 €	-0,33 €	-0,14 €	0,05 €	0,81 €	1,53 €	2,23 €	2,89 €	3,53 €	4,14 €	4,72 €	5,28 €	5,82 €	6,33 €	6,82 €	7,29 €	7,74 €	8,17 €	8,58 €
ROE				34%	37%	41%	45%	49%	53%	58%	63%	68%	73%	78%	80%	82%	84%	86%	88%	90%	92%	94%	96%	99%	101%	103%	106%	108%
ROA				5,12%	5,68%	6,28%	6,90%	7,54%	8,21%	8,91%	9,63%	10,37%	11,14%	10,71%	9,88%	9,18%	8,59%	8,08%	7,63%	7,24%	6,90%	6,59%	6,32%	6,07%	5,84%	5,64%	5,45%	

